VISIT…

LANZAROTE Caliente.COM

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Учебное пособие для вузов

Под редакцией Н.Д. Рогалёва

Допущено УМО по образованию в области энергетики и электротехники, в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальностям “Промышленная теплоэнергетика”, “Энергетика теплотехнологий”, ”Энергообеспечение предприятий” направления подготовки дипломированных специалистов “Теплоэнергетика”



Москва Издательство МЭИ 2005

УДК 620.9
ББК 65.9(2) 305.7
Э 40

Подготовлено на кафедре экономики промышленности и организации предприятия Московского энергетического института

Рецензенты: директор Института управления в энергетике Государственного университета управления, д.э.н. проф. Е.С. Петровский; преподаватель кафедры менеджмента и информационных технологий ИТЭП МЭИ (ТУ), д.э.н. проф. В.А. Епифанов

Авторы: Н.Д. Рогалёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова, Г.Н. Курдюкова, В.В. Бологова, О.Ю. Пономарёва

Э 40 **Экономика энергетики :** учеб. пособие для вузов / Н.Д. Рогалёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др. ; под ред. Н.Д. Рогалёва. — М. : Издательство МЭИ, 2005. — 288 с.

ISBN 5-7046-1198-2

Рассмотрены основные вопросы экономики энергетики: издержки производства энергетической продукции, капитальные вложения в объекты энергохозяйства, вопросы организации труда и заработной платы, прибыль и рентабельность, управление инвестиционной деятельностью и т.п.

В основу учебного пособия положен курс лекций, читаемых авторами по экономике энергетики для инженеров.

Материалы учебного пособия необходимы для выполнения различных видов учебных заданий при изучении экономических дисциплин студентами старших курсов МЭИ (ТУ).

УДК 620.9
ББК 65.9(2) 305.7

ISBN 5-7046-1198-2

© Издательство МЭИ, 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие **5**

Глава 1. **РОЛЬ ЭНЕРГЕТИКИ В РАЗВИТИИ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ** **7**
1.1. Основные характеристики энергетического хозяйства национальной экономики 7
1.2. Топливно-энергетические ресурсы 14
1.3. Прогнозирование спроса на электро- и теплоэнергию 19

Глава 2. **КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ОБЪЕКТЫ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВА** **25**
2.1. Проектирование объектов энергохозяйства 25
2.2. Сметная стоимость строительства 28
2.3. Методы определения капитальных вложений в энергетические объекты 30

Глава 3. **ОСНОВНЫЕ И ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ** **35**
3.1. Экономическая сущность, состав и структура основных средств энергопредприятий. Виды стоимостных оценок 35
3.2. Износ основных средств 39
3.3. Показатели эффективности использования основных средств 42
3.4. Показатели использования энергетического оборудования 43
3.5. Производственные мощности энергопредприятий и промышленной энергетики 45

Глава 4. **ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ** **47**
4.1. Экономическая сущность, состав и структура оборотных средств 47
4.2. Нормирование оборотных средств 49
4.3. Показатели эффективности использования оборотных средств 51

Глава 5. **КАДРЫ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ** **53**
5.1. Классификация и структура кадров энергопредприятий 53
5.2. Определение численности персонала и производительности труда 55
5.3. Заработная плата, доходы. Системы оплаты труда 57
5.4. Планирование фонда заработной платы 65

Глава 6. **СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ** **69**
6.1. Методы расчета себестоимости энергетической продукции. Группировка затрат 69
6.2. Классификация текущих затрат на производство 74
6.3. Методы разделения затрат по видам продукции 76
6.4. Затраты на производство энергетической продукции 80
6.5. Особенности расчета себестоимости электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентрали 83
6.6. Себестоимость транспорта пара и горячей воды 87
6.7. Затраты на производство теплоэнергетического оборудования 88
6.8. Факторы снижения себестоимости энергетической продукции 91

Глава 7. **ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ** **93**
7.1. Основы ценообразования в энергетической отрасли 93
7.2. Объемные показатели промышленного производства 98
7.3. Прибыль и рентабельность в промышленности и энергетике 100
7.4. Основные финансовые документы предприятия 104
7.5. Критерии финансового состояния энергопредприятия 108

Глава 8. **ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГООБЪЕКТЫ 115**
8.1. Понятие инвестиций. Основные этапы инвестиционного проекта 115
8.2. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта без учета фактора времени 119
8.3. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени 122
8.4. Оценка экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение энергетических объектов 133
8.5. Особенности сравнения вариантов инвестиционных проектов в области промышленной теплоэнергетики 138
8.6. Бизнес-план инвестиционного проекта 141

Глава 9. **ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ 148**
9.1. Методы и принципы планирования. Виды планов 148
9.2. Балансовый метод планирования в теплоэнергетике 151
9.3. Оптимизация режимов работы электростанций 159
9.4. Методы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной 171
9.5. Методы оптимального распределения нагрузки между турбоагрегатами теплоэлектростанции 175
9.6. Оптимальное распределение нагрузки между гидроагрегатами гидравлических электростанций 180
9.7. Расходные энергетические характеристики атомных электростанций 185
9.8. Оптимальное использование производственных мощностей электростанций в энергетической системе 186

Глава 10. **ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ 195**
10.1. Организация ремонтного обслуживания энергетических предприятий 195
10.2. Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта 198
10.3. Технико-экономические показатели ремонта энергооборудования 203
10.4. Планирование ремонтов 206
10.5. Сетевые методы планирования и управления ремонтными работами на производстве 210

Глава 11. **ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИКОЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ 229**
11.1. Энергетическое хозяйство промышленного предприятия 229
11.2. Анализ использования энергии в производственных процессах 235
11.3. Вторичные энергетические ресурсы 244
11.4. Организация работы по экономии энергоресурсов в промышленности 246

Глава 12. **ТЕХНИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ И СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ... 257**
12.1. Понятие о техническом уровне энергетики и теплоэнергетики 257
12.2. Экономичность электростанций 265
12.3. Электроэнергетика в энергетической стратегии России 268
12.4. Перспективный спрос и эволюция рынков энергетических ресурсов 273
12.5. Обобщенная характеристика внешних условий развития топливно-энергетического комплекса 279
12.6. Системно-технологическая основа энергетики будущего 280
Библиографический список 286

ПРЕДИСЛОВИЕ

Для решения задач организации и управления производственно-хозяйственной деятельностью предприятий, создания и внедрения новых технологий будущему инженеру-теплоэнергетику необходимо иметь не только технические, но и экономические знания.

Экономические знания, которые получают студенты, должны:

основываться на научных концепциях, принятых в настоящее время в экономической науке;

соответствовать реально действующим в энергетической отрасли хозяйственным отношениям;

носить базовый характер и развивать у студентов навыки и умения для дальнейшего их развития в процессе практической деятельности.

Содержание учебного пособия сформировано в контексте этих требований и является логическим продолжением курса «Экономика и бизнес».

Вопросы «Экономики отрасли» как в теоретическом, так и в методическом плане в учебном пособии рассмотрены с учетом специфики электроэнергетической отрасли и промышленной энергетики.

Первая глава содержит краткую характеристику энергохозяйства страны и определение технологических особенностей энергетического производства, которые должны учитываться при решении производственно-хозяйственных задач.

Экономическая сущность, состав и структура, а также показатели использования ресурсов предприятия — основных и оборотных средств, трудовых и финансовых ресурсов раскрыты в главах 2—5 и 7. В главе 6 рассмотрены вопросы формирования составляющих издержек производства и себестоимости энергетической продукции.

В условиях рыночной экономики устойчивое развитие предприятия может быть обеспечено только при поддержании его финансовой системы на соответствующем уровне. Критерии оценки финансового состояния предприятия, приведенные в пособии, могут быть использованы при оценке влияния мероприятий производственно-хозяйственного характера на финансовое состояние предприятия (см. гл. 7).

Важную роль в обеспечении эффективного развития предприятия играет принятие экономически обоснованных решений по реализации инвестиционных проектов. В главе 8 изложена методика расчета показателей финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов с учетом действующих в энергетической отрасли рекомендаций.

Эффективная система планирования — важнейший стратегический фактор успешной деятельности современного предприятия. Значительное внимание в пособии уделено методическим вопросам планирования производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятий. Рассмотрены алгоритмы оптимального распределения электрической и тепловой нагрузок между генерирующим оборудованием и в энергосистеме; методы планирования капиталовложений в новое строительство и реконструкцию энергообъектов; методы текущего и оперативного планирования ремонтной деятельности. С этими вопросами можно познакомиться в главах 9 и 10.

Необходимым условием конкурентоспособности отечественной энергетики является внедрение энергосберегающих технологий во всех звеньях национальной экономики. В главе 11 рассмотрены вопросы оценки экономической эффективности использования энергоресурсов в промышленной энергетике.

Заключительная глава 12 содержит оценку современного уровня развития теплоэнергетики, а также анализ перспектив развития энергетической отрасли. Перспективы развития отрасли в целом и отдельных ее предприятий определяются характером будущих технологических изменений. В XXI веке ожидаются революционные изменения технологической базы энергетической отрасли, которые повлекут за собой принципиальные изменения в организационной структуре энергохозяйства, повышение экономичности производства и использования энергоресурсов. Хотя эти изменения не могут произойти в ближайшем будущем, фундамент для них закладывается уже сегодня. Поэтому будущему специалисту-инженеру необходимы глубокие знания для принятия экономически обоснованных, согласующихся с общей стратегией развития энергетики решений независимо от их масштаба и уровня.

При написании учебного пособия авторы использовали опыт подготовки учебно-методической литературы для студентов энергетических специальностей, накопленный кафедрой экономики промышленности и организации предприятий.

Глава 1
РОЛЬ ЭНЕРГЕТИКИ В РАЗВИТИИ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ

1.1. Основные характеристики энергетического хозяйства национальной экономики

Дисциплина «Экономика отрасли» рассматривает вопросы экономики, организации, планирования и управления энергохозяйством предприятия в увязке с его технологическими особенностями.

Технической базой функционирования и развития промышленности является энергетика, которая занимает важное место в экономике промышленного производства и в значительной степени определяет уровень его конкурентоспособности.

Основные задачи экономики энергетики — это выявление рациональных направлений развития и эксплуатации энергетического хозяйства предприятия, его отдельных элементов, установление методов эффективного использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

Экономические знания и системный подход к решению экономических проблем особенно необходимы в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), который является наиболее капиталоемким комплексом промышленности и связан со всеми отраслями промышленности, а также сельским хозяйством, транспортом, коммунально-бытовым сектором.

Предмет изучения энергетики — совокупность процессов получения, преобразования, распределения и использования в национальной экономике топлива, электрической энергии, теплоты, сжатого и кондиционированного воздуха, кислорода, воды и других энергоносителей.

Современное энергетическое хозяйство национальной экономики включает в себя всю совокупность предприятий, установок и сооружений, а также связывающих их хозяйственных отношений, которые обеспечивают функционирование и развитие добычи (производства) энергоресурсов и всех процессов их преобразования до конечных установок потребителей включительно.

Укрупненная схема основной последовательности процессов преобразования энергетических ресурсов показана на рис. 1.1.

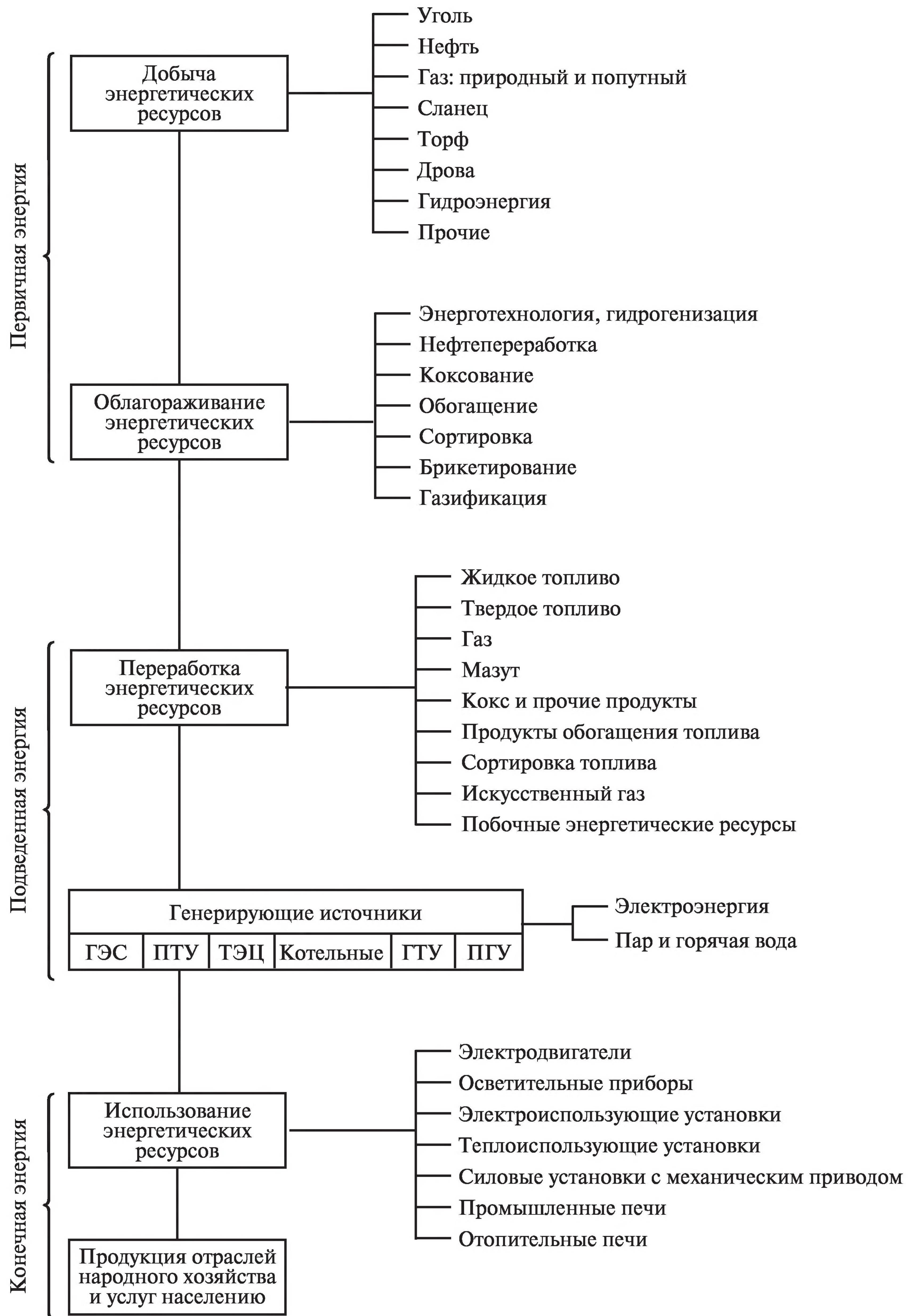


Рис. 1.1. Укрупненная схема основных энергетических цепочек

В зависимости от стадии преобразования различают следующие виды энергии:

- *первичная* — энергетические ресурсы, извлекаемые из окружающей среды;
- *подведенная* — энергоносители, получаемые потребителями: разные виды жидкого, твердого и газообразного топлива, электроэнергия, пар и горячая вода, разные носители механической энергии и др.;
- *конечная* — форма энергии, непосредственно применяемая в производственных, транспортных или бытовых процессах потребителей.

В состав энергетического хозяйства входят несколько элементов:

- *топливно-энергетический комплекс* (ТЭК) — часть энергетического хозяйства от добычи (производства) энергетических ресурсов, их обогащения, преобразования и распределения до получения энергоносителей потребителями. Объединение разнородных частей в единый хозяйственный комплекс объясняется их технологическим единством, организационными взаимосвязями и экономической взаимозависимостью;
- *электроэнергетика* — часть ТЭК, обеспечивающая производство и распределение электроэнергии;
- *централизованное теплоснабжение* — часть ТЭК, которая производит и распределяет пар и горячую воду от источников общего пользования;
- *теплофикация* — часть электроэнергетики и централизованного теплоснабжения, обеспечивающая комбинированное (совместное) производство электроэнергии, пара и горячей воды на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) и магистральный транспорт тепла.

В технологическом аспекте важнейшим элементом энергетического хозяйства являются генерирующие установки электроэнергетической отрасли.

Энергетические генерирующие установки — это установки, производящие энергетическую продукцию. К их числу относят: тепловые электростанции (ТЭС), гидравлические электростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС), парогазовые установки (ПГУ), газотурбинные установки (ГТУ), воздуходувные станции, кислородные станции, котельные. Генерирующие установки классифицируются по ряду основных признаков:

- виду первичных энергоресурсов;
- процессам преобразования энергии;
- видам отпускаемой энергии;
- количеству и типам обслуживаемых потребителей;
- режиму работы.

Комплекс единой энергетической системы (ЕЭС) России включает в себя около 600 тепловых и более 100 гидроэлектростанций.

По видам использованных первичных энергоресурсов различают электростанции, применяющие: органическое топливо — ТЭС, ядерное топливо — АЭС, гидроэнергию — ГЭС, приливные — ПЭС и аккумулирующие энергию воды — ГАЭС, солнечную энергию — СЭС; энергию ветра — ВЭС; подземное тепло — геотермальные (ГЭОЭС).

Электростанции, на которых применяется органическое топливо, делятся на угольные, газомазутные и работающие на местных видах топлива (сланцы, торф).

По применяемым процессам преобразования энергии выделяются электростанции, в которых:

- тепловая энергия преобразуется в механическую, а затем в электрическую энергию — ТЭС, АЭС;
- тепловая энергия непосредственно превращается в электрическую — СЭС с помощью фотоэлементов;
- энергия воды и воздуха преобразуется в механическую энергию, а затем в электрическую — ГЭС, ГАЭС, ПЭС, ВЭС.

По видам отпускаемой энергии различают электростанции: отпускающие только электрическую энергию — ГЭС, ГАЭС, тепловые конденсационные электростанции (КЭС), атомные КЭС; отпускающие электрическую и тепловую энергию — ТЭЦ, атомные ТЭЦ и др. Теплоэлектроцентрали кроме электроэнергии вырабатывают тепло. Применение тепла отработанного пара при комбинированном производстве энергии обеспечивает значительную экономию топлива. Если отработанный пар или горячая вода используется для технологических процессов, отопления и вентиляции промышленных предприятий, то ТЭЦ называются промышленными. ТЭЦ, отпускающие тепло для отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий городов, называются коммунальными (отопительными). Промышленно-отопительные ТЭЦ снабжают теплом как промышленные предприятия, так и население.

По режиму работы электростанции бывают базовые, полупиковые и пиковые.

К первой группе относятся крупные, наиболее экономичные КЭС, атомные КЭС, ТЭЦ, работающие в теплофикационном режиме; ко второй — маневренные КЭС и ТЭЦ; к третьей — пиковые ГЭС, ГАЭС, ГТУ.

Кроме того, для каждого типа электростанций имеются внутренние признаки классификации. Например, КЭС и ТЭЦ различаются по начальным параметрам пара, технологической схеме (блочные и с поперечными связями), единичной мощности блоков и т.п. АЭС классифицируются по типу реакторов (на тепловых и быстрых нейтронах), по конструкции реакторов и др.

При решении проблем экономического развития, выбора рациональной организационной схемы предприятию необходимо учитывать специфические особенности основных технологий отрасли.

К технологическим особенностям энергетического производства относят:

- совпадение во времени процесса производства и потребления энергетической продукции. Ни тепловую, ни электрическую энергию нельзя складировать и запасать. Энергосистемы должны выдавать столько энергии и мощности, сколько требуется в данный момент:

$$Э_{пр} = Э_{потр} + Э_{пот};$$

$$Q_{пр} = Q_{потр} + Q_{пот},$$

где $Э_{пр}$ — произведенная электрическая энергия, кВт·ч; $Э_{потр}$ — потребленная электрическая энергия, кВт·ч; $Э_{пот}$ — потери электрической энергии при транспортировке, кВт·ч; $Q_{пр}$ — произведенная тепловая энергия, ГДж; $Q_{потр}$ — потребленная тепловая энергия, ГДж; $Q_{пот}$ — потери тепла при транспортировке, ГДж.

Эта особенность технологии обусловливает высокие требования к надежной работе энергосистем и качеству электроэнергии. Надежность является одним из важнейших требований в энергетике. Для обеспечения надлежащего уровня надежности в энергосистеме используют:

- резервирование, т.е. создание резервов мощности, необходимых для замены вышедших из строя агрегатов, для проведения ремонта энергосистем и для поддержания качества выдаваемой энергии (частоты и напряжения в электрической сети), а также формирование резервных запасов топлива, воды и т.п.;
- широкую взаимозаменяемость генерирующих установок в энергосистеме. Так, электроэнергию производят на конденсационных электростанциях, теплоэлектроцентралях, гидростанциях, атомных электростанциях, а тепло отпускают теплоэлектроцентрали, котельные или утилизационные установки. На этих станциях и котельных могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и различных видах топлива. Многовариантность имеется и на стадиях транспорта энергии и использования ее потребителями;

- взаимозаменяемость видов продукции, т.е. возможность применения различных энергоносителей в установках. Например, использование природного газа или электрической энергии в нагревательных печах, парового или электрического привода компрессоров и др.;

- высокую динамичность энергопотребления. Это обусловливает высокие требования к маневренности генерирующих установок, так как в каждый момент времени необходимо производить такое количество энергии, которое требуется потребителю. Маневренность агрегата должна обеспечить возможность работы энергосистемы по заданному графику.

В связи с тем что система работает с переменным режимом и в течение суток, и в течение недели, месяца, года, генерирующие установки должны иметь широкий диапазон регулирования нагрузки.

Наилучшими маневренными свойствами обладают ГЭС. Запуск в работу гидроагрегата составляет несколько минут. На тепловых станциях это более длительный процесс, так как котел требуется нагревать или, наоборот, остужать в течение 15…20 ч;

- необходимость создания энергосистем, включающих генерирующие установки разных типов.

В результате повышается надежность, уменьшаются резервы, а следовательно, экономятся средства, увеличивается единичная мощность установок, снижаются годовой и удельный расходы топлива, повышается эффективность ремонтных работ, осуществляется более полное и рациональное использование ресурсов.

Промышленность выступает основным потребителем энергетических ресурсов. Цель промышленного производства — выпуск определенной продукции в запланированном объеме, определенного качества, с максимальной экономичностью. Функция энергетики — это бесперебойное снабжение потребителей энергией в нужном количестве, требуемого качества, с максимальной экономичностью.

Промышленная энергетика является составной частью промышленного производства и одновременно завершающим звеном ТЭК, которое относится к потребителям. Это та часть энергетики, которая преследует производственно-хозяйственные цели и в промышленности, и в энергетике. Ее функция — обеспечение выпуска промышленной продукции в запланированном объеме, определенного качества, в результате бесперебойного снабжения потребителей энергией при минимуме материальных, энергетических, трудовых и денежных затрат.

Промышленной энергетике как обеспечивающему хозяйству присуща взаимосвязь с основным производством. Например, затраты на энергоснабжение и использование энергии при производстве продукции должны окупаться эффективностью основного производства.

Промышленная энергетика имеет ряд особенностей. К технологическим особенностям промышленной энергетики относят:

- единовременность и взаимоувязку процессов производства, распределения и потребления энергоносителей, а значит, невозможность выбраковки некондиционной энергии. Отсутствие возможностей аккумулирования энергии в значительных размерах, что вызывает необходимость создания резервов генерирующих мощностей, топлива, а также требует более точного прогнозирования объемов энергопотребления;
- зависимость режима потребления энергии от режима промышленного производства;
- возможность взаимозаменяемости энергоресурсов, создания и использования вторичных энергоресурсов;
- связь энергетики предприятия с централизованными системами энергоснабжения;
- необходимость опережающего развития промышленной энергетики по отношению к основному производству, что позволяет увеличить выпуск технологической продукции, повысить надежность энергоснабжения.

Каждое промышленное предприятие имеет собственное энергетическое хозяйство. Энергетическое хозяйство предприятия — это совокупность энергетических установок и вспомогательных устройств, предназначенных для обеспечения данного предприятия энергией различного вида. Схемы энергоснабжения промышленного предприятия зависят от многих факторов, поэтому их выбор осуществляется на основе технико-экономических расчетов.

Энергетическое хозяйство промышленного предприятия

1. *Энергогенерирующие установки* — это установки, производящие, передающие, распределяющие и преобразующие энергию. Их особенностью является одновременное потребление и производство энергии. Например, энергетический котел потребляет химическую энергию топлива, а производит тепловую; к трансформатору подводится электроэнергия одного напряжения, а отводится другого, повышенного или пониженного.

К энергогенерирующим установкам относятся: теплоэлектроцентрали, котельные, компрессорные станции, кислородные станции, холодильные установки, установки по кондиционированию воздуха, водоснабжению и др.

2. *Энергоиспользующие установки* потребляют энергию, а производят неэнергетическую продукцию или работу. К ним можно отнести технологические печи и котлы, реакторы и электролитические ванны, различное механическое оборудование и др. Эти установки определяют также стадию конечного использования энергии.

3. *Агрегаты*, производящие одновременно технологическую и энергетическую продукцию, например агрегаты, производящие удобрения и пар, чугун и электрическую энергию.

1.2. Топливно-энергетические ресурсы

Для производства энергии необходимы энергетические ресурсы.

Практически все источники энергии, применяемые в настоящее время, — это источники солнечного происхождения и являются результатом воздействия на планету Земля энергии Солнца.

Органическое топливо (уголь, нефть, газ) — это аккумулированная солнечная энергия, накопленная за счет энергии солнца в течение миллионов лет, потребляется же она человечеством в считанные годы.

Преобразованной солнечной энергией является энергия других источников, например ветра, рек, морских приливов и отливов, волн.

Энергоресурсы подразделяются на *первичные (природные)* и *преобразованные*. Первичные — это ресурсы, имеющиеся в природе в начальной форме. Энергия, получаемая при использовании таких ресурсов, называется первичной. Первичные энергоресурсы бывают:

- возобновляемые — это солнечная энергия, гидроэнергия, энергия ветра, годичные приросты древесины и торфа, геотермальная энергия, энергия приливов, морских течений — их запасы постоянно восполняются;
- невозобновляемые, запасы которых не имеют источников пополнения и постепенно уменьшаются в связи с растущим их потреблением (уголь, нефть, газ, ядерная энергия).

При изменении исходной формы первичных энергоресурсов в результате превращения или обработки образуются преобразованные энергоресурсы: бензин и другие виды нефтепродуктов, электричество, искусственный газ, водород, пар, горячую воду, тепло.

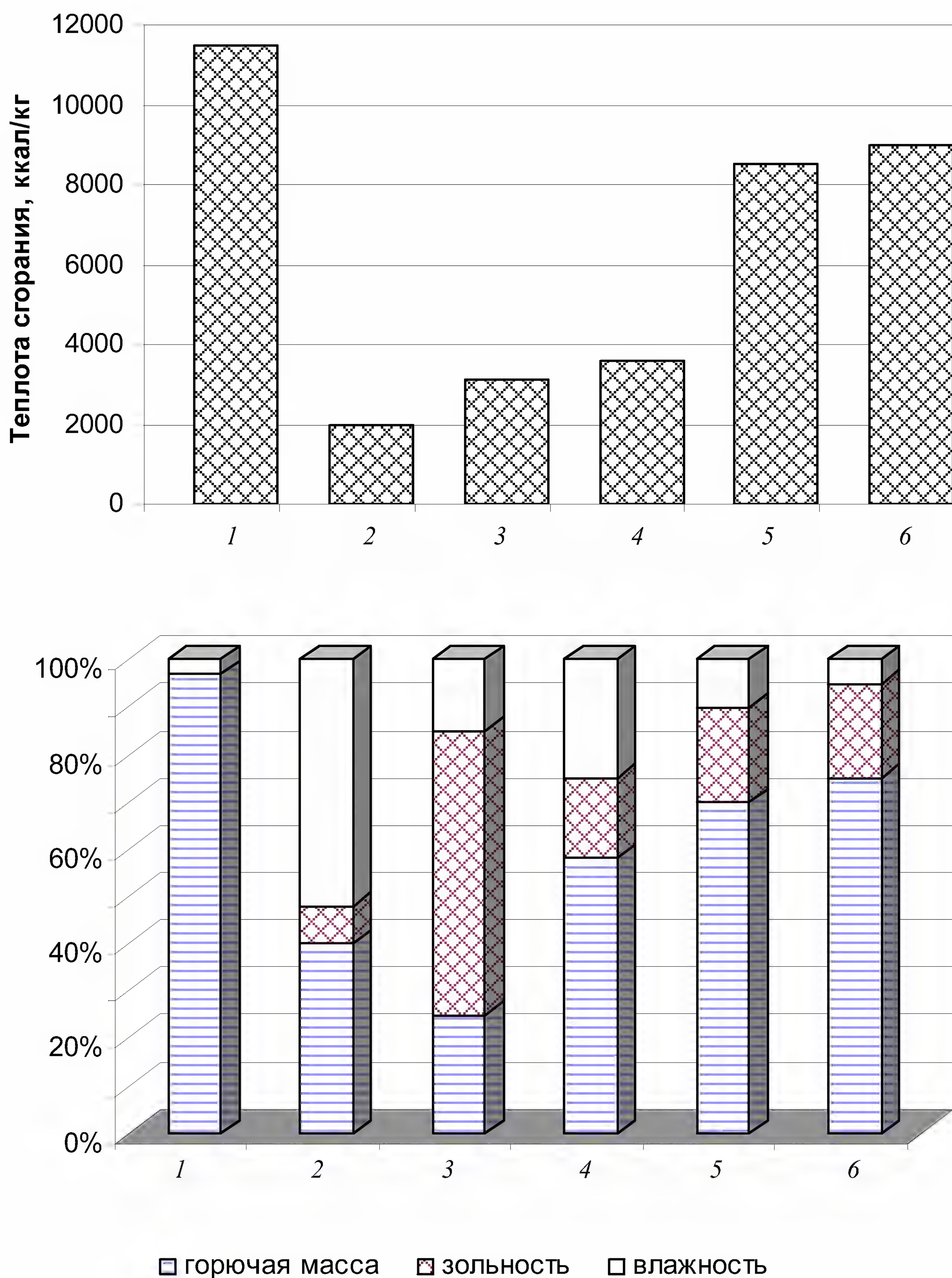


Рис. 1.2. Сравнительные характеристики мазута и твердых топлив:
1 — мазут; *2* — торф; *3* — сланец; *4* — бурый уголь; *5* — каменный уголь; *6* — антрацит

В современных условиях более 90% электро- и теплоэнергии получают, расходуя невозобновляемые энергоресурсы: различные виды угля, горючие сланцы, нефть, природный газ, торф, ядерное топливо.

В балансе добычи органического топлива нефть составляет 40 %, природный газ — 37 %, уголь — 21 %.

Для соизмерения качества энергоресурсов и определения действительной экономичности их расходования принято использовать понятие «условное топливо». Его низшую рабочую теплоту сгорания $Q_р^н$ принимают равной 7000 ккал/кг (29 308 кДж/кг). Тонна условного топлива (т у.т.) — это количество топлива, при сжигании которого образуется 7 млн ккал тепла.

Для сравнения калорийность хорошего угля составляет $Q_р^н$ = 4400…6500 ккал/кг, газа $Q_р^н$ = 7000…11 200 ккал/кг, мазута $Q_р^н$ = 9500…9700 ккал/кг (рис. 1.2).

Уголь — один из наиболее распространенных в природе энергоносителей. Доля угля в топливно-энергетическом балансе России составляет около 12 %. Ресурсы угля во много раз превышают прогнозируемые ресурсы нефти и газа. Наиболее крупные приросты добычи угля могут дать Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны (80 %).

Угли Кузнецкого бассейна — более высокого качества. По прогнозируемым запасам это одна из главнейших баз высококачественных энергетических углей не только для Сибири и Урала, но и для европейской части России.

Угли Канско-Ачинского месторождения — бурые угли — без обогащения не пригодны для хранения и перевозки на большие расстояния. Поэтому их целесообразно сжигать на крупных электростанциях мощностью 4000…6400 МВт на месте добычи. Но при этом встает вопрос о передаче электрической энергии на большие расстояния.

Для увеличения добычи и сокращения дефицита топлива в европейской части развивается Печорский бассейн, имеющий достаточно большие ресурсы энергетических углей.

Основными потребителями угля являются тепловые электростанции, черная и цветная металлургия. Они потребляют 65 % твердого топлива, поставляемого национальной экономике.

Нефть непосредственно как топливо используется мало. В основном применяют остаточный продукт переработки нефти — мазут. Мазут сжигают в топках энергетических котлов газомазутных энергоблоков в периоды недостатка газа (например, при сильных длительных холодах и временной нехватке природного газа, заготовленного в подземных хранилищах). Часто его используют для «подсветки» — добавки к сжигаемому твердому топливу при некоторых режимах работы для обеспечения устойчивого горения. Сжигать мазут постоянно в настоящее вре-

мя нерентабельно из-за большой его стоимости по сравнению с газом и твердыми топливами.

Основные запасы нефти сосредоточены в Западно-Сибирском регионе — 72,3 %; на европейскую часть страны приходится 21 % общих запасов нефти.

Дальнейшее наращивание добычи нефти в новых северных районах, удаленных от обжитых мест, становится все дороже.

Пока на тепловых электростанциях России одна треть электроэнергии вырабатывается за счет сжигания газомазутного топлива.

Газ — наиболее чистый вид топлива. Газообразное топливо существует в нескольких формах: природный газ; попутный газ, из недр земли при добыче нефти; доменный и коксовый газы, получаемые при металлургическом производстве. На ТЭС России преимущественно используется природный газ (свыше 50 % в топливном балансе России и 70…80 % в ее европейской части).

Главное преимущество природного газа состоит в его относительной экологической безопасности. Однако при сжигании газа образуются вредные вещества в виде оксидов азота. Газ используют для котельных и ТЭЦ крупных городов. Дополнительное преимущество — возможность применения трубопроводной системы, по которой газ перекачивается с помощью газовых компрессоров, устанавливаемых на газоперекачивающих станциях. В России создана единая система газоснабжения страны. Это обеспечивает экономичность транспортировки газа и возможность управления потоками энергоресурсов.

Основная доля запасов природного газа (79,9 %) находится в Западной Сибири. Здесь добывается 87 % всего российского газа.

Потенциальные запасы углей в несколько раз больше потенциальных запасов нефти и газа, при этом добыча последних обходится значительно дороже. По некоторым оценкам, в России запасов угля хватит на 250 лет, нефти — на 40, природного газа — на 65 лет.

Но какими бы грандиозными ни казались запасы энергоресурсов, они ограничены. Кроме того, сложными являются задачи транспортировки в больших количествах угля, газа от места добычи до электростанции, а также передача электроэнергии от места ее производства до потребителя. Это связано с большими затратами на транспорт и компенсацию потерь в процессе транспортировки энергии.

Преобразование топлива в конечные виды энергии связано с вредными выбросами твердых частиц, газообразных соединений, а также

большого количества тепла, негативно воздействующего на окружающую среду.

Возобновляемые энергоресурсы (исключая гидроэнергетические) не нуждаются в транспортировке к месту потребления, но обладают низким энергетическим потенциалом, в связи с чем преобразование энергии большинства возобновляемых источников требует больших капитальных вложений. Возобновляемые источники энергии являются экологически чистыми.

Из возобновляемых энергоресурсов в настоящее время в основном используется гидроэнергия и совсем в малых количествах (приблизительно 2 %) энергия ветра, солнца (например, в Дагестане, на Дальнем Востоке с помощью солнечной энергии получают тепло и электроэнергию), геотермальная энергия (на Камчатке строительство станций на горячих источниках позволяет не завозить топливо в этот регион).

В настоящее время поставлена задача оптимизации структуры топливного баланса и повышения энергетической безопасности страны за счет снижения доли газа, потребляемого электростанциями, и увеличения доли угля.

Ожидается, что в России к 2020 г. покрытие потребностей в энергии будет происходить при следующем изменении спроса на энергоресурсы:

- доля угля повысится до 28…30 %;
- доля природного газа понизится с 18,1 до 17,4 %;
- доля атомной энергии удвоится и составит 7…8 %;
- доля гидроэнергии увеличится с 5,8 до 7,8 %.

Особую актуальность в настоящее время приобретает энергосбережение, позволяющее снизить масштабы потребления энергоресурсов в мире к 2020 г. на 20…25 %. Энергосбережение должно осуществляться не за счет снижения потребления энергии, а за счет рационального ее использования. Внедрение топливосберегающих технологий влечет за собой снижение расхода высококачественных видов топлива во многих энергоемких отраслях промышленности.

Наравне с экономией первичной энергии в процессе ее трансформации в электрическую и тепловую немаловажной задачей остается экономия энергии в промышленности, на транспорте и в коммунально-бытовом секторе.

Характерной особенностью энергетического хозяйства промышленности является наличие в ней разнообразных установок, а также использование не только первичных, но и вторичных энергоресурсов. К *вторичным* энергоресурсам относятся отходы, побочные и промежуточные продукты, образующиеся в технологических установках, которые не применяются в самом агрегате, но могут быть частично или полностью использованы для энергоснабжения других агрегатов.

1.3. Прогнозирование спроса на электро- и теплоэнергию

Развитие энергетического хозяйства требует значительных капиталовложений и имеет стратегическое значение для обеспечения экономического роста предприятия, города, региона в соответствии с масштабами рассматриваемой проблемы. Необходимыми условиями обоснованности принятия решений являются полнота и достоверность информации. Поэтому прогнозирование потребности в энергетических ресурсах — очень важная проблема при решении задач технико-экономического обоснования вариантов развития энергохозяйства.

Учитывая технологические особенности производства электроэнергии и тепла, технико-экономическое обоснование развития электроснабжающих и теплоснабжающих систем следует проводить, используя информацию о количестве потребляемой электроэнергии и тепла и об изменении их потребления во времени. Такую информацию содержат перспективные графики нагрузки отдельных потребителей и суммарные графики нагрузки.

Для характеристики энергопотребления предприятий, экономических районов важное значение имеют величины максимальных нагрузок, режимы потребления, отражаемые графиками нагрузок. Графики электроэнергии и тепла показывают изменение нагрузок по времени. Они различаются по видам потребителей, длительности и сезонам.

По видам потребления выделяют графики электрической и тепловой нагрузки, а также расходов топлива. Графики тепловой нагрузки строятся по параметрам и видам энергоносителей. В зависимости от длительности рассматриваемого периода различают суточные, недельные, месячные, годовые и многолетние графики нагрузок; по сезонам года — зимние, весенние, летние и осенние.

Графики различаются также по назначению:

- отчетные (для анализа работы потребителей в энергосистеме);
- расчетные (перспективные) для планирования работы энергообъектов системы.

Расчетные графики характеризуют изменения нагрузки во времени, обусловленные регулярно действующими факторами (характер технологического процесса, сезонные изменения температуры наружного воздуха).

При планировании нагрузок пользуются *типовыми* графиками. Типовые графики составляют для отдельных потребителей (промышленности, сельского хозяйства, коммунально-бытовых потребителей и др.) и с учетом периодов времени. В типовом графике используются среднеарифметические значения для отдельных периодов.

Для характеристики энергопотребления промышленных предприятий вводится ряд показателей.

Максимальная суточная нагрузка $Q'_{\max}$, ГДж/ч, группы однотипных потребителей теплоты определяется их максимальными мощностями $Q'_{\max i}$ и коэффициентами спроса $\nu_{\text{c} i}$:

$$Q'_{\max} = \sum_{i=1}^{n} (Q_{\max i} \nu_{\text{c} i}),$$

где n — количество однотипных потребителей.

Коэффициент спроса данного i-го потребителя или группы однотипных потребителей рассчитывается как произведение коэффициента загрузки на коэффициент одновременности:

$$\nu_{\text{c} i} = \nu_{\text{з} i} \nu_{\text{o} i},$$

где $\nu_{\text{з} i}$ — коэффициент загрузки, характеризующий величину максимальной нагрузки потребителя, отнесенной к его максимальной мощности ($\nu_{\text{з} i} \leq 1$); $\nu_{\text{o} i}$ — коэффициент одновременности, характеризующий долю нагрузки потребителей данной группы, одновременно находящихся в работе.

Значение коэффициента спроса определяется конкретными особенностями данного производства, в том числе технологическим режимом.

При установлении максимальной тепловой нагрузки ряда групп разнотипных потребителей дополнительно вводится коэффициент разновременности (неодновременности) $\nu_{\text{р}}$, учитывающий несовпадение во времени максимумов тепловых нагрузок, ГДж/ч:

$$Q_{\max} = \sum_{j=1}^{m} Q'_{\max} \nu_{\text{р}},$$

где m — количество групп однотипных потребителей.

Генерируемая тепловая мощность $Q_{\text{г.м}}$ (нетто) должна быть больше максимальной тепловой нагрузки на значение потерь при транспортировке и в теплообменниках, ГДж/ч:

$$Q_{г.м} = \nu_р \sum \frac{Q'_{max}}{\eta_{тр}\eta_т},$$

где $\eta_{тр}$ — КПД транспорта теплоты от турбины ТЭЦ или котельной до потребителей; $\eta_т$ — КПД теплообменников. Значения $\eta_{тр}$ и $\eta_т$ обычно составляют 0,97…0,98 и 0,98…0,99.

Суточный график тепловой нагрузки зависит от технологических режимов производственных процессов, сменности, сезона года. Наиболее равномерные суточные графики имеют такие теплоемкие производства, как химические, целлюлозно-бумажные, нефтеперерабатывающие. В качестве иллюстрации на рис. 1.3 приведен суточный зимний график тепловой нагрузки целлюлозно-бумажного комбината.

Нагрузка отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха либо остается неизменной в течение суток, либо снижается в нерабочие часы.

Нагрузка горячего водоснабжения меняется по часам суток в соответствии с бытовыми нагрузками, нагрузками предприятий общественного питания и др. (рис. 1.4).

Конфигурация суточного графика тепловой нагрузки характеризуется минимальной $Q_{min\ с}$, средней $Q_{ср.с}$, максимальной $Q_{max\ с}$ нагрузками и их соотношениями.

Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки $\nu_{сут}$ определяется как отношение среднесуточной и максимальной нагрузок:

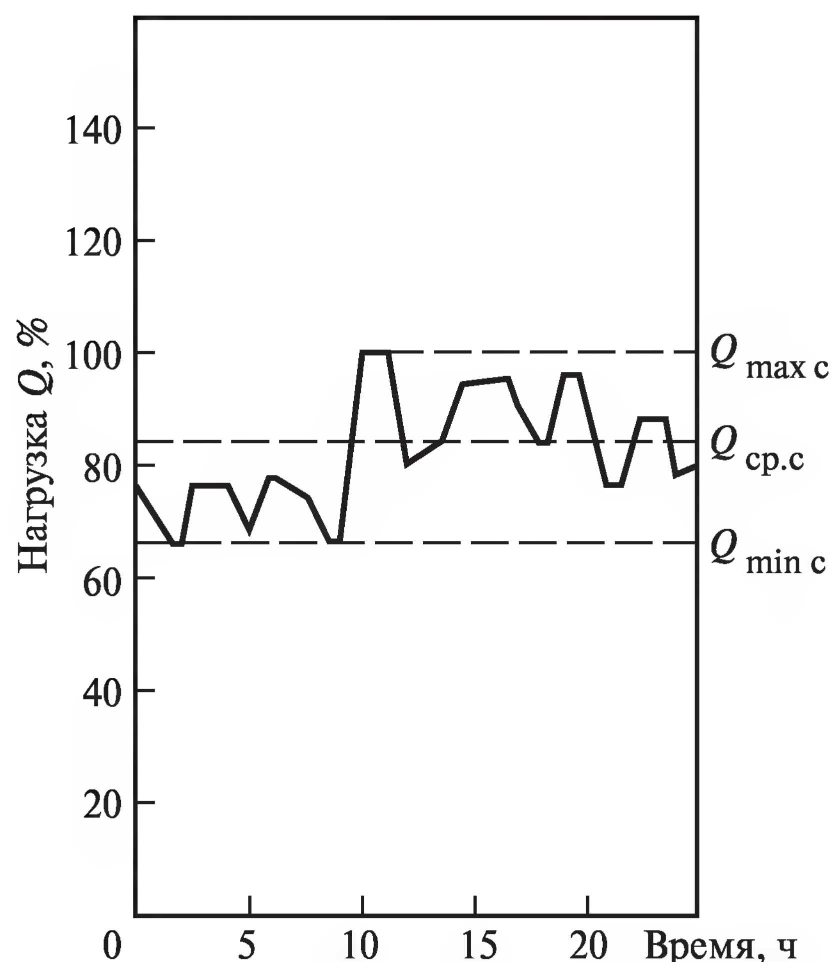


Рис. 1.3. Зимний суточный график тепловой нагрузки целлюлозно-бумажного комбината

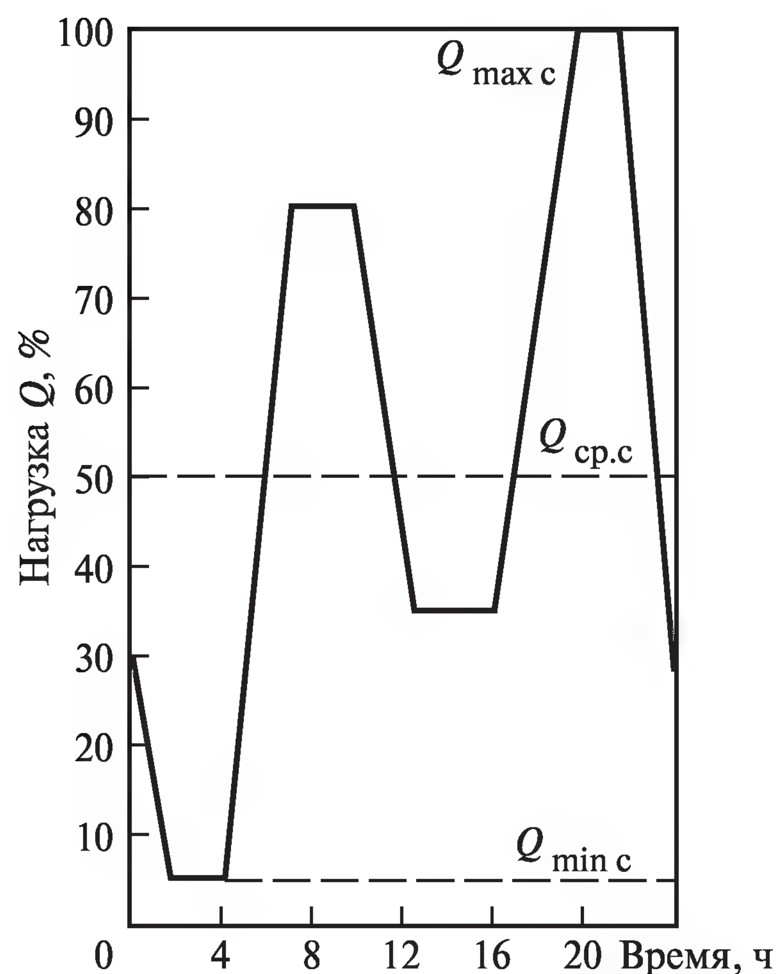


Рис. 1.4. Ориентировочный суточный график нагрузки горячего водоснабжения

$$\nu_{сут} = \frac{Q_{ср.с}}{Q_{max\ с}} = \frac{Q_{ср.с}24}{Q_{max\ с}24} = \frac{Q_{сут}}{Q_{max\ с}24},$$

где $Q_{сут}$ — суточное потребление теплоты, ГДж/сут.

Коэффициент минимальной нагрузки равен отношению минимальной нагрузки к максимальной:

$$\nu_{min} = Q_{min\ с} / Q_{max\ с}.$$

Суточный график тепловой нагрузки может быть разделен на три части: пиковую, полупиковую и базисную. Конфигурация пиковой и полупиковой частей суточного графика нагрузки выражается их коэффициентом заполнения:

$$\nu_{п} = \frac{Q_{ср.с} - Q_{min\ с}}{Q_{max\ с} - Q_{min\ с}} \text{ или } \nu_{п} = \frac{\nu_{сут} - \nu_{min}}{1 - \nu_{min}}.$$

В течение года технологическое теплопотребление меняется за счет внутригодового прироста тепловой нагрузки, изменения потерь в окружающую среду, расходов теплоты на разогрев агрегатов после холодных простоев, остановов и ремонтов.

Графики отопительно-вентиляционной нагрузки и нагрузки кондиционирования воздуха существенно меняются по сезонам и месяцам года (рис. 1.5).

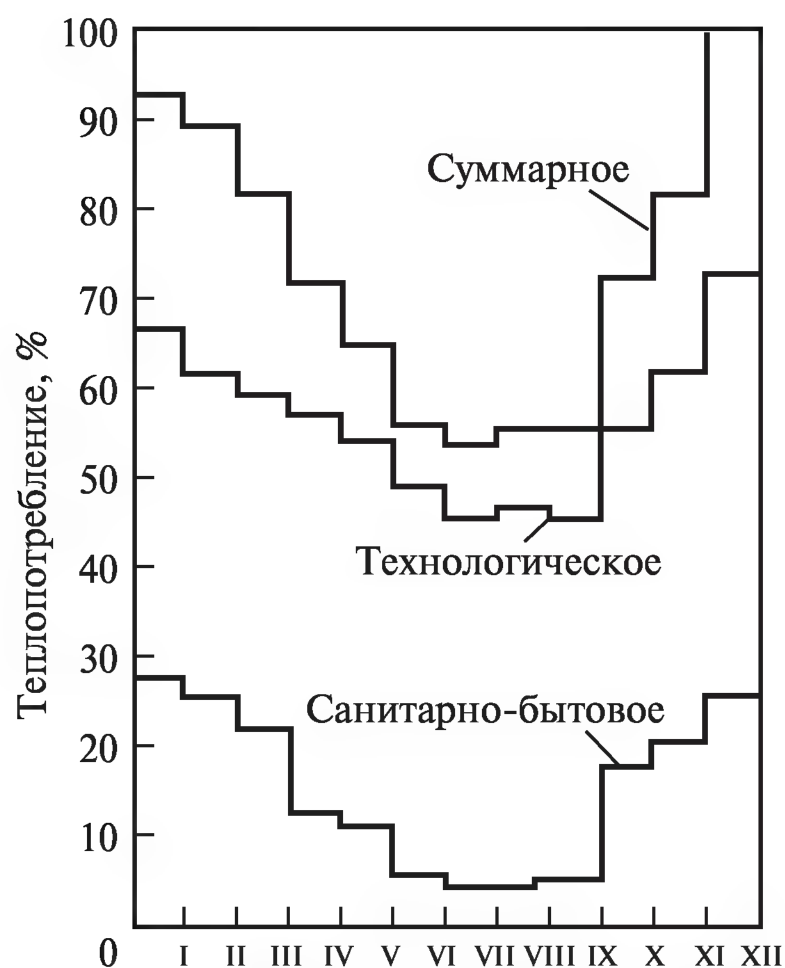


Рис. 1.5. График теплопотребления целлюлозно-бумажного комбината по месяцам года

Суточные и годовые графики нагрузки определенного района теплоснабжения могут быть построены суммированием характерных суточных графиков нагрузки отдельных групп потребителей.

Годовой максимум тепловой нагрузки может быть определен из выражения

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{год}} / h_{\text{м}},$$

где $h_{\text{м}}$ — годовое число часов использования максимальной нагрузки, ч/год. Этот показатель представляет собой расчетное число часов, за которые была бы использована вся годовая потребность в теплоте, если бы нагрузка поддерживалась максимальной.

Величина $h_{\text{м}}$, ч/год, определяется выражением вида

$$h_{\text{м}} = \nu_{\text{сут}} \nu_{\text{нед}} \nu_{\text{мес}} \nu_{\text{год}} 8760,$$

где $\nu_{\text{сут}}$, $\nu_{\text{нед}}$, $\nu_{\text{мес}}$ — среднегодовой коэффициент заполнения суточного, недельного и месячного графиков нагрузки; $\nu_{\text{год}}$ — коэффициент заполнения годового графика нагрузки; 8760 — количество часов в календарном году.

Коэффициент заполнения недельного графика нагрузки отражает колебания нагрузки внутри отдельных недель по дням (главным образом, за счет выходных и праздничных дней) и определяется из выражения

$$\nu_{\text{нед}} = Q_{\text{ср.max н}} / Q_{\text{max н}},$$

где $Q_{\text{ср.max н}}$ — средний за неделю расчетный максимум, ГДж/ч; $Q_{\text{max н}}$ — наибольший за неделю расчетный максимум, ГДж/ч.

Помимо колебаний нагрузки внутри отдельных недель имеют место колебания между неделями, вызываемые изменениями наружной температуры воздуха, температуры нагреваемой воды, приростом нагрузки.

Величина $\nu_{\text{мес}}$ определяется следующим образом:

$$\nu_{\text{мес}} = Q_{\text{ср.max м}} / Q_{\text{max м}},$$

где $Q_{\text{ср.max м}}$ — средний за месяц расчетный максимум рабочего дня, ГДж/ч; $Q_{\text{max м}}$ — наибольший за месяц расчетный максимум, ГДж/ч.

Коэффициент неравномерности годового теплопотребления определяется по формуле

$$\nu_{\text{год}} = \frac{\sum_{1}^{12} Q_{\text{max м } i}}{12 Q_{\text{max год}}},$$

где $Q_{\text{max м } i}$ — максимальная нагрузка за каждый месяц, ГДж/ч; $Q_{\text{max год}}$ — годовая максимальная нагрузка, ГДж/ч; 12 — число месяцев в году.

Аналогично может быть определена потребность в сжатом воздухе и электроэнергии и построены графики нагрузки.

Вопросы для повторения

1. Что является объектом изучения дисциплин «Экономика энергетики»?
2. Назовите основные элементы энергохозяйства национальной экономики.
3. По какому признаку классифицируются виды энергии?
4. Какова цель построения энергетической цепи? Какой показатель можно определить, используя эту модель?
5. Перечислите виды генерирующих установок электроэнергетической отрасли.
6. Назовите технологические особенности энергетического производства.
7. Назовите технологические особенности промышленной энергетики.
8. Перечислите виды топливно-энергетических ресурсов, их основные характеристики.
9. Укажите факторы неопределенности при оценке спроса на электро- и теплоэнергию.
10. Какие графики электропотребления используются при планировании производственной деятельности электростанций?
11. Укажите основные характеристики графиков электропотребления.

Глава 2
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ОБЪЕКТЫ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВА

2.1. Проектирование объектов энергохозяйства

Для создания новых, а также расширения или реконструкции существующих предприятий требуются материальные, денежные и трудовые ресурсы. Они необходимы для проведения строительно-монтажных работ, приобретения технологического, установления транспортных связей, закупки инвентаря и т.п.

Новое строительство — это строительство зданий, сооружений, предприятий, осуществляемое на новых площадках по утвержденному проекту.

К расширению действующего предприятия относится строительство по новому проекту вторых и последующих очередей существующего предприятия, дополнительных производственных комплексов и производств. Расширение предприятия приводит обычно к увеличению его производственной мощности в более короткие сроки и при меньших затратах по сравнению с созданием аналогичных мощностей вследствие нового строительства.

Реконструкция — это осуществляемое по единому проекту полное или частичное переоборудование и переустройство производства с заменой морально устаревшего и физически изношенного оборудования. Это приводит к повышению уровня механизации и автоматизации производства, ликвидации «узких мест», что обеспечивает увеличение объема выпускаемой продукции с меньшими удельными затратами и сроками, чем при строительстве новых или расширении действующих предприятий.

Техническое перевооружение ведется без расширения имеющихся производственных площадей в соответствии с планом технического развития предприятия в целях повышения технического уровня и улучшения технико-экономических показателей агрегатов и установок. При этом обычно требуются меньшие материальные затраты и более короткие сроки по сравнению с расширением производства.

Расширение и техническое перевооружение способствуют улучшению условий труда.

На практике используются три способа организации строительных и монтажных работ:

- *подрядный,* когда в качестве основного исполнителя выступает подрядчик — специализированная строительная организация, которая

работает на основе договоров, несет ответственность за качество выполненной работы, за сроки и организацию строительства. Подрядчик иногда может приглашать для выполнения специальных работ субподрядчика;

- *хозяйственный,* когда заказчику выгодно организовать собственную строительную базу и вести строительство собственными силами;
- *смешанный,* когда крупные работы ведет подрядчик, а мелкие осуществляются собственными силами.

Средства на строительство и реконструкцию отвлекаются из хозяйственного оборота и не приносят экономической выгоды до момента ввода объектов в эксплуатацию. Поэтому необходимо проводить точные технико-экономические расчеты для определения соотношений между средствами, направляемыми на строительство новых объектов и вкладываемыми в уже действующие, а также используемыми на завершение начатых строек и строительство новых объектов.

Капитальные вложения К — это сумма двух составляющих: стоимости технологического оборудования $К_{об}$ и стоимости строительно-монтажных работ $К_{см.р}$:

$$К = К_{об} + К_{см.р}\,.$$

В зависимости от типа электростанций и энергетического оборудования структура капитальных вложений различна (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Соотношения между К, $К_{об}$ и $К_{см.р}$ в энергетике

Тип энергопредприятия	Капитальные вложения, %		
	К	$К_{об}$	$К_{см.р}$
Электростанции:	100		
атомные		60	40
тепловые		40	60
гидро-		20	80
Электрические сети (с подстанциями) 35 кВ и выше	100	35	65

Капитальные вложения делятся на активные и пассивные. Активные — это затраты, непосредственно связанные с производством продукции. Пассивные — затраты, которые способствуют выпуску продукции.

Структура капитальных вложений тем качественнее, чем больше доля оборудования (активной части).

Капитальные вложения могут финансироваться за счет:

- собственных финансовых ресурсов (прибыли, амортизационных отчислений, средств, полученных от продажи акций, паевых и иных взносов);
- заемных (банковских кредитов, облигационных займов);
- привлеченных (средств внебюджетных фондов, средств государственных субсидий, средств иностранных инвесторов).

Проектирование энергообъектов осуществляется в два этапа: предпроектный и проектный.

На предпроектном этапе рассматриваются схема развития соответствующей отрасли и взаимосвязи ее с другими отраслями. Схема развития используется для анализа хозяйственной необходимости и экономической целесообразности создания данного объекта. Рассматриваются развитие энергосистемы в связи с созданием нового объекта, строительство сопряженных объектов — тепловых сетей, линий электропередачи (ЛЭП), а также вопросы топливно-энергетического и электроэнергетического балансов. Проводятся технико-экономические расчеты по выбору энергообъектов и места их размещения, мощность, определяется приблизительная стоимость. В результате принимается решение о создании (строительстве) объекта, в соответствии с которым заказчик передает все данные в специальные проектные организации. На основании этих материалов составляется бизнес-план.

Проектирование осуществляется в одну или две стадии. Если объект небольшой мощности и при проектировании могут быть использованы типовые решения, то проектирование ведется в одну стадию. При этом создается рабочий проект. Применение типовых или повторных проектов значительно ускоряет и удешевляет проектные и конструкторские работы, сокращает сроки строительства.

В основном энергообъекты проектируются в две стадии.

Первая — разработка (составление) технического проекта, в котором рассматриваются вопросы места размещения, выбираются мощность и тип агрегатов, схема соединений и т.п. Решаются технические вопросы с экономической точки зрения. В итоге составляется смета — свод затрат на создание объекта.

Вторая — разработка рабочих чертежей, где происходит увязка оборудования со строительно-монтажной площадкой. В результате формируется уточненная смета.

2.2. Сметная стоимость строительства

Стоимость строительства определяется его сметой. Смета является основным документом, по которому производятся расчеты между заказчиком и подрядчиком, ведется финансирование строительства.

Сметы бывают *объектные*, содержащие расчет объемов работ и затрат на строительные работы, приобретение оборудования и его монтаж по отдельным объектам строительного комплекса, и *сводные*, которые составляются на основе объектных смет.

Сводная смета к техническому проекту содержит две части и 12 глав. Первая часть состоит из девяти глав, в ней отражены все затраты на создание объекта, начиная с затрат на подготовку территории строительства и заканчивая затратами на благоустройство территории построенного объекта. Вторая часть включает три главы, отражающие затраты на подготовку кадров для будущего предприятия, содержание дирекции, затраты на научно-исследовательские работы.

В конце каждой сметы указываются непредвиденные расходы. Если смета составляется на первом этапе, то величина непредвиденных расходов большая, на втором этапе непредвиденные расходы составляют 3—5 % суммы затрат по сводной смете.

В результате учета непредвиденных расходов определяют полную сметную стоимость объекта.

Сметные и капитальные затраты не совпадают. Сметные затраты включают в себя все расходы, связанные со строительством данного объекта, а капитальные отражают затраты, непосредственно относящиеся к данному объекту:

$$К_{смет} = К_{об} + К_{см.р} + К_{пр} + Д;$$

$$К = К_{смет} - К_{возв} - \sum \alpha К_{смеж} + К_{буд.пер} + К_{пред.пер} + S_{\min\ обор.ср},$$

где $К_{возв}$ — средства на организацию строительства, приобретение строительных материалов, которые могут по окончании строительства данного объекта частично использоваться на других стройках (составляют 10…20 % сметных затрат); $К_{смеж}$ — стоимость отдельных объектов, которые входят в общий комплекс сооружений и не только используются данным предприятием, но и служат для других целей (водохранилище, железные и шоссейные дороги и др.); α — доля смежных затрат, относящихся к другим объектам; $К_{буд.пер}$ — капитальные затраты будущих периодов; $К_{пред.пер}$ — затраты на предшествующие строительству работы (геолого-разведочные, проектные); $S_{\min\ обор.ср}$ — стоимость оборотных средств, необходимых для начала эксплуатации объекта; $К_{пр}$ — прочие затраты; Д — доход строительной организации.

Для расчетов на предварительной стадии проектирования применяют укрупненные показатели стоимости (УПС). В УПС на строительные работы в качестве удельных измерителей принимаются: 1 куб.м здания, 1 кв.м площади, 1 км наружных трубопроводов и т.п.

По оборудованию в укрупненных показателях стоимости измерителями являются: агрегат, турбина, трансформатор, кран, комплект и т.п.

Капитальные затраты могут быть представлены как сумма условно-постоянных и условно-переменных затрат:

$$К = К_{п} + k_{пер} N_{у},$$

где $К_{п}$ — постоянная часть капитальных затрат, не зависящая от установленной мощности объекта, руб.; $k_{пер}$ — удельная переменная составляющая капиталовложений, пропорциональная установленной мощности, руб/ед. мощности; $N_{у}$ — установленная мощность объекта, кВт.

Если представить капитальные затраты на единицу мощности, то можно получить удельные капиталовложения, руб/кВт:

$$К_{уд} = \frac{К_{п}}{N_{у}} + k_{пер}.$$

Увеличение единичных мощностей агрегатов приводит к снижению удельных капитальных затрат (рис. 2.1, *а*). Причем переход ко все большим единичным мощностям ведет к относительно меньшим снижениям удельных капитальных затрат.

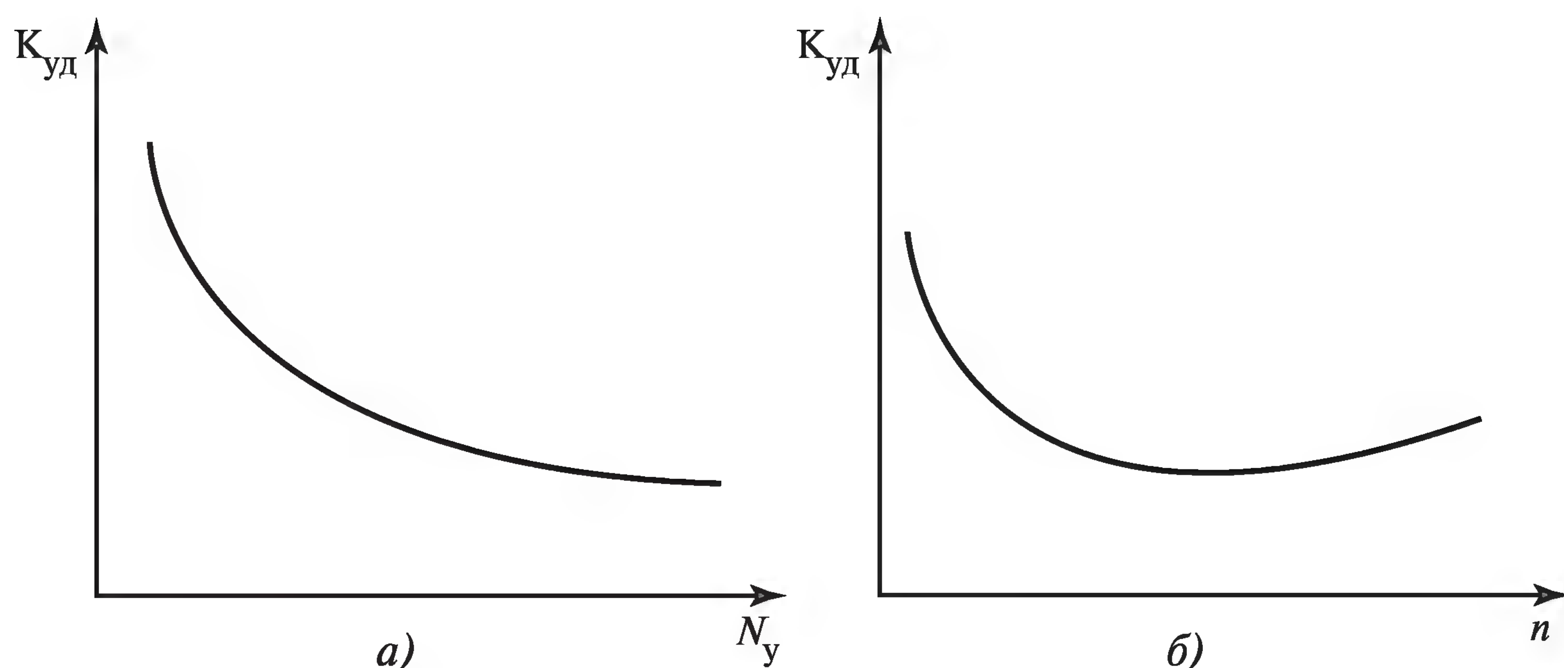


Рис. 2.1. Влияние на удельные капитальные затраты:

а — увеличения единичной мощности агрегатов $N_{у}$; *б* — увеличения числа однотипных агрегатов *n*

Это является результатом влияния двух факторов, действующих в противоположных направлениях:

- уменьшения доли условно-постоянных затрат, приходящихся на единицу установленной мощности;
- увеличения затрат, вызванных усложнением конструкций, использованием более высоких начальных параметров пара и более качественных материалов с ростом установленной мощности.

Влияние увеличения числа однотипных агрегатов на удельные капитальные затраты неоднозначно. Вначале с увеличением числа агрегатов удельные капитальные затраты снижаются. С дальнейшим ростом числа агрегатов удельные капитальные затраты начинают расти. Это связано главным образом с удорожанием транспортных связей (рис. 2.1, *б*).

2.3. Методы определения капитальных вложений в энергетические объекты

Рассмотрим методы расчета капитальных вложений в объекты энергетического хозяйства предприятия при использовании укрупненных показателей: определение суммарных капиталовложений на основе сметной стоимости и применения показателей удельных капиталовложений.

1. Расчет капиталовложений блочных КЭС:

$$К= [К_1 + К_2 (n_{бл} – 1)] С_р С_т,$$

где $К_1$, $К_2$ — капитальные вложения в первый и последующий агрегаты; $n_{бл}$ — количество блоков; $С_р$, $С_т$ — коэффициенты, учитывающие район сооружения и вид топлива.

2. Расчет капиталовложений в тепловую электростанцию с поперечными связями:

$$К = К_1^к + К_1^т + К_п^к(n_к - 1) + К_п^т(n_т - 1)С_р С_т,$$

где $К_1^к$, $К_1^т$ — капитальные затраты в первый котел и первый турбоагрегат; $К_п^к$, $К_п^т$ — капитальные затраты в каждый последующий котел и турбоагрегат; $n_к$, $n_т$ — количество однотипных котлов и турбоагрегатов.

Затраты, связанные с установкой первого агрегата, выделены отдельно, так как они выше, чем для последующих агрегатов. Это определяется тем, что для ввода первого агрегата необходимо произвести целый ряд работ, которые являются общими для этого агрегата и по-

следующих (подъездные пути, подготовка площадки, устройства связи и водоснабжения, часть главного корпуса и др.).

Удельные капитальные затраты $К_{уд}$ в данный объект представляют собой отношение абсолютных капитальных вложений к установленной мощности объекта $N_у$, руб/ед. мощности:

$$К_{уд} = \frac{К}{N_у}.$$

3. Расчет капитальных вложений в промышленные котельные:

а) для промышленной котельной с однотипными агрегатами капитальные вложения рассчитываются по формуле

$$К = [К_{2к} + К_{п.к}\,(n_к - 2)]\,С_р\,С_т,$$

где $К_{2к}$ — капитальные вложения в первые два котла (два головных, так как один котлоагрегат не устанавливают из-за условия обеспечения работы котельной в случае аварии); $К_{п.к}$ — капитальные вложения в каждый последующий котел; $n_к$ — число котлов;

б) если в котельной предусматриваются разнотипные агрегаты, то в формулу добавляются дополнительные члены, учитывающие затраты на последующие агрегаты другого типа:

$$К = \left[К_{2к\,i} + К_{п.к\,i}(n_{к\,i} - 2) + \sum_{i=1}^{m} (К_{п.к\,j} n_{п.к\,j}) \right] С_р С_т,$$

где $К_{2к\,i}$, $К_{п.к\,i}$, $n_{к\,i}$ — то же, что и ранее для i-го типа котлоагрегата; $К_{п.к\,j}$ — капитальные вложения в каждый последующий котел типа j; $n_{п.к\,j}$ — количество последующих агрегатов типа j; m — количество разнотипных групп котлоагрегатов, за исключением одного типа агрегата.

Удельные капитальные затраты в данный объект определяются как отношение абсолютных капитальных затрат К к номинальной паропроизводительности котельной $Д_н$, руб/т·ч:

$$К_{уд} = \frac{К}{Д_н}.$$

4. Капитальные вложения в тепловые сети зависят от протяженности и диаметра сети:

$$К_{т.с} = К_{уд.т.с}\,L\,D\,С_р,$$

где $К_{уд.т.с}$ — удельные капитальные вложения в тепловые сети, руб/км; L — длина тепловой сети, км; D — диаметр трубопровода, м; $С_р$ — коэффициент, учитывающий район сооружения.

5. Капитальные вложения в теплообменные аппараты. Затраты на изготовление и монтаж теплообменного аппарата зависят от его типа, массы, вида использованного материала, массы и диаметра труб и толщины их стенок. Приближенно капитальные затраты на теплообменные аппараты могут быть подсчитаны по формулам:

- для кожухотрубчатых теплообменников

$$К = (\beta_1 + \beta_2\gamma_1 + \beta_3)\, G;$$

- для секционных теплообменников

$$К = (\beta_4\gamma_2 + \beta_3)\, G;$$

здесь G — масса теплообменного аппарата, т; β_1 ,β_2 — коэффициенты, зависящие от массы, вида материала и диаметра труб, руб/т; β_3 — коэффициент, учитывающий затраты на монтаж, руб/т; β_4 — коэффициент, зависящий от массы и материала теплообменника, руб/т; γ_1 — поправка на отношение массы труб к массе аппарата; γ_2 — поправка на диаметр труб и толщину их стенок.

6. Сушильные аппараты. Затраты на изготовление и монтаж сушильных аппаратов зависят от типа, производительности по испаренной влаге, материала, использованного для изготовления аппаратов, серийности производства и др.

Приближенно капитальные затраты на центробежную распылительную сушилку с коническим днищем, изготовляемой из стали 12Х18Н10Т, могут быть определены по выражению

$$К \approx \gamma_1 v^{\gamma_2},$$

где v — внутренний объем сушильной камеры, м^3; γ_1, γ_2 — коэффициенты.

Съем испаренной влаги с 1 м^3 рабочего объема распылительной сушилки в зависимости от свойств перерабатываемого продукта изменяется в пределах 5,4…20,0 кг/(м^3·ч) и составляет в среднем 10,0 кг/(м^3·ч).

С переходом на крупнотоннажные распылительные сушилки удельные капитальные затраты, относимые к 1 м^3 объема сушилки, снижаются и составляют

$$К_{уд} = \frac{К}{v} = \frac{\gamma_1}{v^{1-\gamma_2}}.$$

7. Установки разделения воздуха. Основными факторами, определяющими капитальные затраты на изготовление и монтаж установок разделения воздуха, являются: состав продуктов разделения воздуха, их количество, давление, агрегатное состояние, концентрация. Это множество различных параметров может быть объективно учтено в произво-

дительности установки на основе использования эксергетического анализа.

Эксергия характеризует работоспособность энергии и представляет собой максимальную работу, полученную при обратимом переходе вещества из состояния, с определенными параметрами, в состояние равновесия с окружающей средой.

Приближенно капитальные затраты могут быть вычислены по формуле

$$К \approx К_{уд}\, V,$$

где $К_{уд}$ — удельные капитальные затраты, руб/кВт; V — производительность установки, кВт.

Увеличение количества установок в цехе разделения воздуха приводит к снижению удельных капитальных затрат главным образом за счет строительных работ. Использование резервных установок позволяет увеличить число часов работы основного оборудования (до 8760 ч/год) при некотором повышении удельных капитальных затрат.

Основные способы повышения эффективности капиталовложений в объекты энергохозяйства:

1) обеспечение согласованного срока ввода в эксплуатацию предприятий-изготовителей и предприятий-потребителей продукции, а также объектов жилищно-коммунального и культурно-бытового назначения;

2) увеличение мощностей на действующих предприятиях за счет их расширения, реконструкции, внедрения передовой технологии, модернизации и замены устаревшего оборудования и других мероприятий, позволяющих повысить выпуск продукции с меньшими затратами и в более короткие сроки по сравнению с новым строительством;

3) сооружение экономически оправданных объектов большой мощности с установкой на них агрегатов большой единичной мощности, комбинированных энергетических и энерготехнологических агрегатов;

4) сооружение эффективных безотходных производств, обеспечивающих сохранение окружающей среды;

5) типизация отдельных элементов и сооружений в целом;

6) повышение уровня заводской готовности оборудования, строительных конструкций, уровня индустриализации строительства;

7) улучшение качества проектов и сокращение сроков их разработки.

Вопросы для повторения

1. Раскройте структуру капиталовложений в различные типы электростанций и электрические сети.

2. Назовите источники финансирования капиталовложений.

3. Назовите стадии проектирования объектов.

4. Охарактеризуйте виды смет, состав показателей сметы.

5. Чем отличаются сметные затраты от капитальных вложений?

6. Как производится расчет капитальных затрат по укрупненным показателям стоимости?

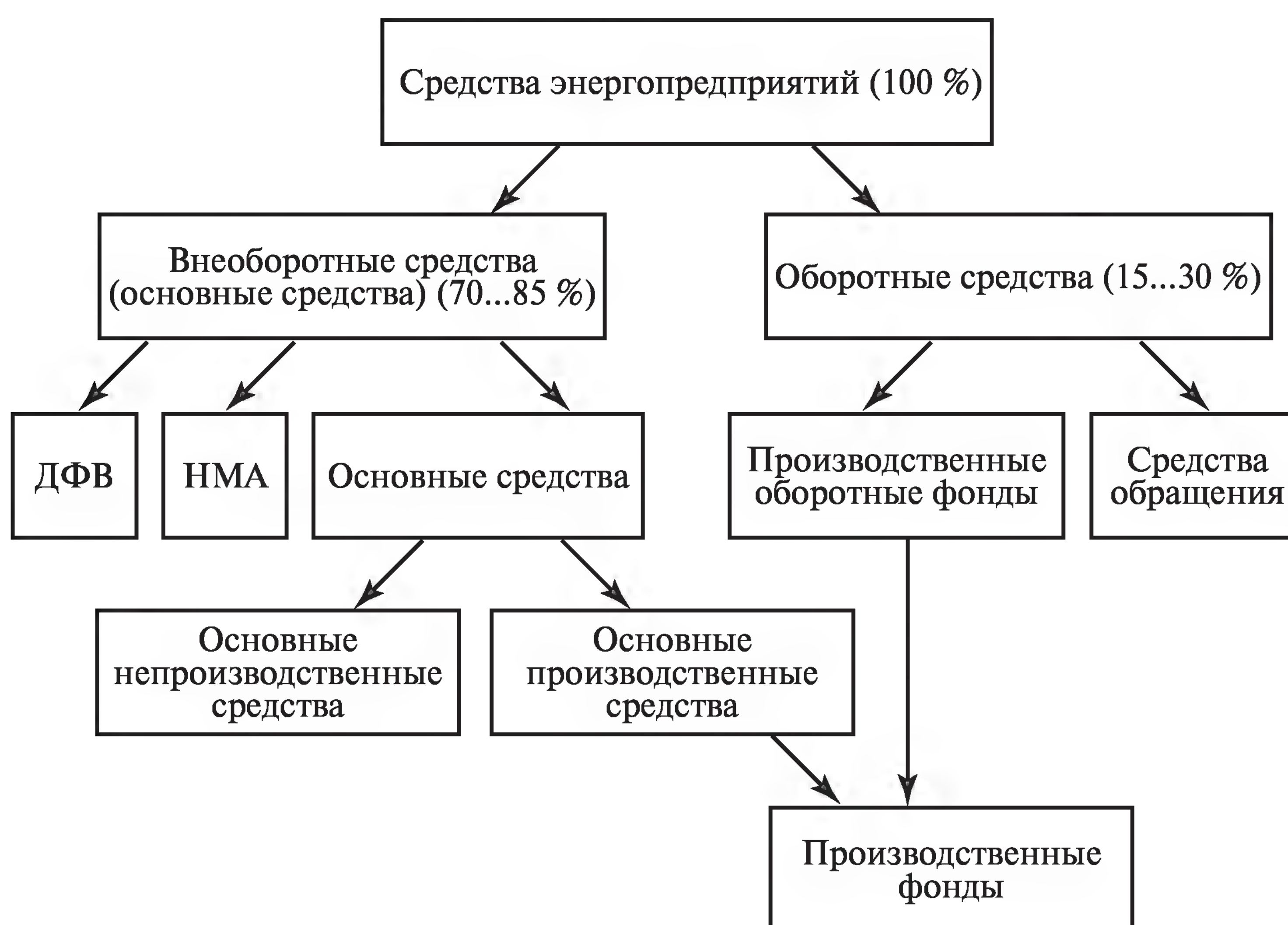
7. Назовите пути повышения эффективности капиталовложений.

Глава 3
ОСНОВНЫЕ И ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

3.1. Экономическая сущность, состав и структура основных средств энергопредприятий. Виды стоимостных оценок

При осуществлении производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятиям требуются внеоборотные и оборотные средства, которые составляют денежные и вещественные средства предприятия.

Для ведения производственного процесса энергопредприятию необходимы средства производства, а для организации процессов заготовления и сбыта нужны денежные средства. Классификация средств энергопредприятий представлена ниже:



Характерной чертой основных средств является долговременность их использования. К внеоборотным средствам относятся основные средства, нематериальные активы (НМА) и долгосрочные финансовые вложения (ДФВ).

Оборотные средства переносят свою стоимость на произведенную и реализованную продукцию в течение одного хозяйственного цикла или

оборота. Они используются как в сфере производства (производственные оборотные средства), так и в сфере обращения.

Основные средства могут быть предназначены для ведения производственного процесса и для обслуживания социальных потребностей работников предприятия (непроизводственные основные средства).

Основные и оборотные средства, применяемые для выпуска продукции, составляют производственные средства предприятия.

Для энергетической отрасли характерен высокий удельный вес основных средств производства. Это связано со значительной капиталоемкостью энергетических объектов.

Основные средства — это стоимость материализованных средств труда, используемых в хозяйственном процессе. Для них характерны следующие свойства:

- участвуя в производственном процессе, они сохраняют свою натуральную форму;
- многократно используются в течение всего срока службы;
- в процессе производства основные средства переносят свою стоимость на стоимость продукции по частям по мере износа;
- возмещение их стоимости происходит постепенно по мере реализации продукции.

В зависимости от основного назначения и характера выполняемых функций основные средства подразделяются на ряд групп и имеют для энергопредприятий следующую примерную структуру:

- здания производственно-технические, служебные — 14 %;
- сооружения: водопроводные, гидротехнические, канализационные — 16 %;
- передаточные устройства: электросети, теплосети, трубо- и газопроводы — 33 %;
- машины и оборудование, в том числе:
  - силовые машины и оборудование — 32 %,
  - рабочие машины и оборудование — 1 %,
  - измерительные и регулирующие приборы и устройства — 1 %,
  - вычислительная техника — 2 %;
- менее одного процента составляют: транспортные средства, инструмент со сроком службы более одного года, производственный и хозяйственный инвентарь, прочие основные средства.

В составе основных средств учитываются земельные участки, объекты природопользования, находящиеся в собственности организации.

Структура основных средств зависит от вида предприятия, отрасли промышленности, климатических и геологических условий.

Примерную структуру основных фондов характеризуют показатели табл. 3.1.

Таблица 3.1

Ориентировочная структура промышленно-производственных основных фондов в промышленности, %

Отрасль промышленности	Здания	Сооружения	Передаточные устройства	Силовые машины и оборудование	Рабочие машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные фонды	Всего
Вся промышленность	29	20	11	8	27	2	3	100
Электроэнергетика	14	16	33	33	1	1	2	100
Химия и нефтехимия	34	15	12	3	31	2	3	100
Черная металлургия	29	19	7	4	37	3	1	100
Машиностроение и металлообработка	42	8	4	3	36	2	5	100

Для энергетики характерен высокий удельный вес силовых машин и оборудования (~ 30 %) и передаточных устройств (~ 30 %) из-за протяженности линий электропередачи. Такая же структура характерна и для промышленной энергетики, но с меньшим удельным весом передаточных устройств, так как тепловые сети не имеют большой протяженности. Для машиностроения высок удельный вес зданий, рабочих машин и оборудования (~ 40 %).

Основные средства разделяются на активные и пассивные. Активные средства связаны непосредственно с производством продукции. Пассивные — создаются в целях обеспечения нормальной работы оборудования и людей. Оборудование является активной частью средств труда, а здания и сооружения — пассивной. С повышением мощности энергооборудования растет доля активной части.

Основные средства могут быть производственного и непроизводственного назначения. К производственным относят средства, которые непосредственно участвуют в производственном процессе (машины, оборудование) и создают условия для нормального осуществления производственного процесса (здания, сооружения, передаточные устройства). В качестве непроизводственных основных средств рассматривают-

ся жилье, медицинские, спортивно-оздоровительные сооружения и другие учреждения, обеспечивающие социальные нужды работников предприятия и числящиеся на балансе предприятия.

Учет и планирование основных средств. Виды стоимостных оценок

Учет и планирование основных средств ведутся в натуральной и денежной форме.

Натуральные измерители служат для определения технического состава и мощности оборудования, его состояния и возрастной структуры. Для этого проводятся ежегодная инвентаризация основных средств и периодическая паспортизация.

Стоимостная форма учета необходима для определения общей стоимости основных средств предприятия, установления их износа, начисления амортизации, расчета издержек производства, прибыли и рентабельности. Существует несколько видов денежной оценки основных средств, т.е. различают стоимость:

- первоначальную;
- восстановительную;
- балансовую;
- изношенную;
- остаточную;
- ликвидационную (ликвидную).

Первоначальная стоимость — это стоимость, по которой основные средства приобретались.

Чтобы привести к сопоставимому виду стоимости средств, созданных в разные периоды времени, используется восстановительная стоимость, которая присваивается фондам после проведения переоценки. После переоценки в учете и отчетности, при начислении износа и при проведении экономического анализа применяется *восстановительная стоимость* основных средств.

Восстановительную стоимость рассчитывают умножением соответствующего коэффициента на балансовую стоимость каждого вида средств, числящихся на учете на дату переоценки:

$$К_в = \sum_{i=1}^{n} \beta_i К_{бi} ,$$

где β_i — коэффициент переоценки по i-й группе основных средств (устанавливается предприятием самостоятельно исходя из рыночной стоимости); $К_{бi}$ — балансовая стоимость по i-й группе основных средств; n — количество групп основных средств.

Стоимость, по которой основные средства числятся на балансе предприятия, называется *балансовой*. Баланс — это документ, содержащий информацию об имуществе предприятия. Балансовая стоимость предприятия меняется при введении новых средств и списании изношенных, отслуживших свой срок. Для расчета основных технико-экономических показателей предприятия используют усредненное значение — *среднегодовую балансовую стоимость основных средств*:

$$К_{ср.г} = К_б + К_{в.в}\,(T_{в.в}/T_г) - К_{выв}\,(1 - T_{выв}/T_г),$$

где $К_б$ — балансовая стоимость основных средств на начало года; $К_{в.в}$ — балансовая стоимость вновь вводимых средств; $T_{в.в}$ — период эксплуатации вновь введенных основных средств в течение года; $T_г$ — рассматриваемый период времени (год); $К_{выв}$ — балансовая стоимость выбывших за год средств; $T_{выв}$ — период эксплуатации выбывших основных средств в течение года.

В процессе эксплуатации основные средства изнашиваются. Износ может измеряться в процентах или в стоимостном выражении. Процент износа $И_{\%}$ может быть определен как произведение нормы амортизации $Н_{ам}$ на срок эксплуатации $T_э$ основных средств:

$$И_{\%} = Н_{ам}\,T_э.$$

Изношенная стоимость (списанная в виде износа) находится по формуле

$$К_{изн} = К_б\,И_{\%}/100.$$

При проведении экономического анализа используют и *остаточную стоимость* основных средств $К_{ост}$. Остаточная стоимость — это часть стоимости основных средств, которая еще не перенесена на произведенную продукцию. Остаточная стоимость определяется как разница между первоначальной стоимостью и суммой износа:

$$К_{ост} = К_б - К_{изн} = К_б\,(1 - Н_{ам}\,T_э \cdot 10^{-2}).$$

При ликвидации основные средства могут быть полностью или частично реализованы. Стоимость реализации отработавших и демонтированных основных средств называется ликвидной или ликвидационной стоимостью $К_{лик}$.

3.2. Износ основных средств

Износом называется постепенная утрата основными средствами их стоимости в процессе функционирования. Различают физический износ, моральный, социальный и экологический.

Физический износ характеризуется ухудшением технико-экономических показателей работы оборудования. Физический износ бывает двух видов: эксплуатационный — вызванный работой оборудования и естественный — под воздействием внешних факторов, не связанных с эксплуатацией (старение резины, коррозия).

Физический износ происходит неравномерно, отдельные части машин служат разное время. Для периодической замены износившихся деталей используют капитальный ремонт.

Износ может быть определен на основе экспертной оценки технического состояния основных средств.

Моральный износ выражается в обесценивании средств труда до окончания физического срока их службы в результате создания новых более производительных и экономически выгодных видов оборудования.

Различают *моральный износ 1-го рода*, когда появляется точно такое же оборудование по более низкой цене, и *моральный износ 2-го рода*, когда на рынке предполагается оборудование того же назначения, но с улучшенными технико-экономическими характеристиками, более экономичное.

Социальный износ основных средств наступает в случае использования техники, не соответствующей современным социальным требованиям (вызывающей профессиональные заболевания, имеющей недостаточный уровень автоматизации производства и т.п.).

Экологический износ наступает, если основные средства не соответствуют современным требованиям охраны окружающей среды.

Амортизационные отчисления

Процесс постепенного перенесения стоимости изношенной части основных средств на производимую продукцию в целях образования фонда денежных средств для последующего полного или частичного их восстановления называется амортизацией.

Амортизационные отчисления от основных средств входят в себестоимость продукции в соответствии с нормами, утвержденными в установленном порядке. В настоящее время действует Постановление Совета Министров № 1072 от 22.04.1990 г. «Единые нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР». Вместе с тем в соответствии с положением по бухгалтерскому учету (ПБУ) № 6/01 «Учет основных средств» организациям разрешено использовать несколько способов начисления амортизации: линейный, уменьшаемого остатка, списания стоимости по сумме лет срока полезного использования и пропорционально объему

продукции (работ). При этом срок полезного использования основных средств определяется организацией при принятии объекта к бухгалтерскому учету. Для основных средств, принятых к учету до 1 января 2002 г., амортизация начисляется в том порядке, в котором она начислялась ранее.

К объектам основных средств, принятых к бухгалтерскому учету с 01.01.2002 г., в связи с введением гл. 25 Налогового кодекса для целей бухгалтерского учета рекомендовано применять Постановление Правительства «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» от 01.01.2002 г. Нормы амортизации рассчитываются исходя из срока полезного использования, устанавливаемого для определенной амортизационной группы, их всего десять. Амортизационные группы приведены в Классификаторе основных средств. Например, для основных производственных фондов первой группы срок полезного использования составляет от 1 до 2 лет, третьей группы — от 3 до 5 лет. К третьей группе относится оборудование активной зоны ядерного реактора, к пятой группе — котлы энерготехнологические, газотурбинные установки, печи и горелки, к шестой — градирни.

Амортизация по Налоговому кодексу начисляется двумя методами: линейным и нелинейным.

При линейном, пропорциональном, методе амортизация определяется нормой, которую можно вычислить по формуле

$$\text{Н}_{\text{ам}} = \frac{\text{К}_{\text{п}} - \text{К}_{\text{лик}}}{\text{К}_{\text{п}} T_{\text{сл}}} = \frac{\text{К}_{\text{п}}}{\text{К}_{\text{п}} T_{\text{сл}}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} 100,$$

где $\text{Н}_{\text{ам}}$ — норма амортизационных отчислений, %; $\text{К}_{\text{п}}$ — первоначальная стоимость основных средств, руб.; $\text{К}_{\text{лик}}$ — ликвидная стоимость основных средств, руб.; $T_{\text{сл}}$ — срок службы основных средств.

Норма амортизации — это процент ежегодных отчислений в амортизационный фонд от балансовой стоимости основных средств.

Ежегодные амортизационные отчисления определяются от первоначальной или восстановительной стоимости имущества. Размер амортизационных отчислений можно определить из выражения

$$И_{\text{ам}} = \frac{\text{К}_{\text{п}}}{T_{\text{сл}}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \text{К}_{\text{п}} = \text{Н}_{\text{ам}} \text{К}_{\text{п}}.$$

По истечении нормативного срока службы сумма амортизационных отчислений становится равной первоначальной стоимости средств с учетом всех переоценок, т.е. заканчивается цикл перенесения стоимости на произведенную продукцию.

Так как основные средства подразделяются на активные и пассивные, очевидно, что активные фонды изнашиваются интенсивнее, чем

пассивные, и поэтому норма их амортизации больше. В промышленной энергетике доля активных средств соотносится с пассивными как 3:1 или 4:1. Это требует постоянного обновления основных фондов, особенно их активной части, часто с опережением обновляемости оборудования в основном производстве.

При наличии ликвидной стоимости сумма амортизационных отчислений $\Sigma И_{ам}$ за срок службы составит:

$$\Sigma И_{ам} = К_{п} - К_{лик},$$

где $К_{лик}$ — ликвидная стоимость основных средств.

При нелинейном методе сумма начисленной амортизации за год в отношении объекта амортизируемого имущества определяется как произведение остаточной стоимости объекта амортизируемого имущества и нормы амортизации, определенной для данного объекта.

Норма амортизации при нелинейном методе рассчитывается по формуле, %:

$$Н_{ам} = (2/n)\ 100,$$

где $Н_{ам}$ — норма амортизационных отчислений, %; n — срок полезного использования данного объекта имущества, выраженный в годах.

Амортизационные отчисления определяются ежегодно от остаточной стоимости:

амортизационные отчисления первого года

$$К_{ам1} = Н_{ам}К_{п};$$

остаточная стоимость

$$К_{01} = К_{п} - К_{ам1};$$

амортизационные отчисления второго года

$$К_{ам2} = Н_{ам1}К_{01}.$$

3.3. Показатели эффективности использования основных средств

Доля основных средств в общем объеме производственных фондов составляет 70 % и более, поэтому от того, как они используются, зависят экономические результаты работы предприятия.

Для характеристики эффективности использования основных средств служит такой показатель, как фондоотдача, или коэффициент оборочиваемости основных средств, который определяется как отношение выручки от реализации продукции $О_{р}$ к среднегодовой балансовой стоимости основных средств $К_{ср.г}$:

$$Фо = \frac{О_р}{К_{ср.г}}.$$

Коэффициент оборачиваемости основных средств характеризует способность предприятия производить и реализовывать продукцию на основе имеющихся средств труда.

Повышению отдачи производственных основных фондов способствуют рациональное проектирование, сокращение сроков строительства и стоимости производственных объектов, быстрое освоение новых мощностей, реконструкция и модернизация действующих основных фондов, сокращение простоев оборудования (в ремонте и по другим причинам).

Показателем, обратным фондоотдаче, является фондоемкость, характеризующая стоимость основных средств, вложенных в получение рубля реализованной продукции:

$$Фе = \frac{К_{ср.г}}{О_р}.$$

Можно заметить, что повышение фондоотдачи возможно при увеличении объема реализованной продукции на имеющемся оборудовании.

Характеристикой основных средств, приходящихся на одного работника, является коэффициент фондовооруженности, который показывает, какая стоимость основных средств находится на вооружении одного рабочего:

$$Фв = \frac{К_{ср.г}}{n},$$

где $К_{ср.г}$ — среднегодовая стоимость основных средств энергопредприятия; n — численность промышленно-производственного персонала.

Коэффициент фондовооруженности зависит от типа оборудования, вида используемого топлива, масштаба производства, уровня автоматизации. Для энергетики характерен высокий уровень коэффициента фондовооруженности.

3.4. Показатели использования энергетического оборудования

Повышение эффективности использования основных средств энергопредприятий связано с режимом эксплуатации основного энергетического оборудования. Для характеристики использования оборудования и его рабочей мощности существует система коэффициентов.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования $\beta_э$ характеризует использование оборудования по времени нахождения в работе:

$$\beta_э = \frac{T_ф}{T_к} \le 1,$$

где $T_ф$ — фактическое время работы $T_ф = T_к - \Sigma t_{пр}$; $T_к$ — количество часов в году; $\Sigma t_{пр}$ — время простоя оборудования.

Чем больше $\beta_э$, тем эффективнее работает оборудование. Увеличения коэффициента экстенсивности можно добиться за счет снижения времени нахождения в простое.

Коэффициент интенсивности $\beta_и$ характеризует использование оборудования по загрузке установленной мощности:

$$\beta_и = N_{ср} / N_у,$$

где $N_{ср}$ — средняя загрузка оборудования; $N_у$ — установленная мощность энергооборудования.

Росту $\beta_и$ способствуют внедрение новой технологии и совершенствование существующей, автоматизация и механизация производственных процессов.

Для энергетических объектов этот коэффициент зависит от технических параметров энергооборудования, состава, вида используемого топлива, экологических характеристик.

Интегральный коэффициент $\beta_{инт}$ — это произведение экстенсивного и интенсивного коэффициентов:

$$\beta_{инт} = \beta_э \beta_и.$$

Разновидностью интегральной характеристики является число часов использования установленной мощности энергооборудования. Этот показатель определяется как отношение годовой выработки электроэнергии W, кВт·ч, к установленной мощности энергооборудования $N_у$:

$$h_у = \frac{Э_г}{N_у}.$$

Число часов использования установленной мощности показывает, какое количество часов требуется для производства на данном оборудовании энергии, равной фактической годовой выработке при условии постоянной работы на полной установленной мощности. Для электростанций, работающих в разных режимах, этот показатель имеет следующие значения:

- для станций, работающих в базовом режиме, $h_у$ = 6500…7000 ч/год;
- для работающих в полупиковом режиме $h_у$ = 4500…6500 ч/год;
- для работающих в пиковом режиме $h_у$ = 3000…4500 ч/год.

3.5. Производственные мощности энергопредприятий и промышленной энергетики

Основные производственные фонды определяют мощность (производительность) энергетических объектов, исчисляемую в кило- и мегаваттах, в тоннах в час пара, в гигакалориях в час теплоты и холода, в кубометрах в час сжатого воздуха, газов и воды для энергетических объектов.

Производственная мощность — это потенциальная способность предприятия (цеха, участка, рабочего места) производить максимальное количество определенной продукции или выполнять определенный объем работ в течение расчетного периода времени (часа, года) при условии:

а) применения эффективной организации производства;

б) должного технического оснащения;

в) полного устранения аварий;

г) необходимого материально-технического обеспечения;

д) обеспеченности производственным и необходимым управленческим персоналом;

е) полного использования рабочего времени.

Большинство энергетических мощностей исчисляются за 1 ч, и энергетическая производительность зависит от объема и мощности, требуемых потребителем.

Установленная мощность — суммарная паспортная мощность энергетического оборудования.

Рабочая мощность — мощность, с которой оборудование может работать при максимальной нагрузке потребителя.

Диспетчерская мощность — мощность, заданная диспетчерским графиком нагрузки.

Рабочая мощность отличается от установленной на величину ограничений, возникающих вследствие износа оборудования и его неспособности развивать прежнюю, запроектированную мощность, а также с учетом мощностей, выведенных в ремонт. Отношение рабочей мощности к установленной называется коэффициентом использования установленной мощности. Этот коэффициент характеризует состояние обслуживаемого оборудования и свидетельствует о правильном и регулярном ремонтном обслуживании

$$К = \frac{N_у - N_{огр} - N_{рем}}{N_у},$$

где К — коэффициент использования установленной мощности (КИУМ); $N_у$ — установленная мощность оборудования; $N_{огр}$ — огра-

ничения установленной мощности вследствие износа оборудования; $N_{рем}$ — мощность, выведенная в ремонт.

В промышленной энергетике применяют также понятие коэффициента резерва, который равен отношению максимальной (запроектированной) часовой нагрузки к установленной мощности энергетического объекта

$$К_{рез} = \frac{P_{max}}{N_у},$$

здесь P_{max} — максимальная часовая нагрузка потребителя (с учетом потерь в сетях и собственных нужд энергообъекта).

Для объектов «большой» энергетики понятие резерва (обычно резерва электрической мощности) связано с разностью рабочих и диспетчерских мощностей. Эти резервы классифицируются:

по готовности к несению нагрузки:

- холодный резерв, когда оборудование простаивает и необходимо некоторое время для его включения в работу;
- горячий (или вращающийся) резерв, когда оборудование находится в работе (недогруженное или на холостом ходу) и готово в любой момент к несению нагрузки;

по назначению:

- нагрузочный, необходимый для покрытия возрастающей нагрузки;
- аварийный — для замещения мощности оборудования, которое может аварийно выйти из строя;
- ремонтный — для замещения ремонтируемого оборудования;
- народнохозяйственный — для покрытия нагрузок вновь вводимых потребителей.

В промышленной энергетике, где энергоснабжение гораздо менее централизовано, имеются все виды резервов, кроме народнохозяйственного.

Вопросы для повторения

1. Назовите состав производственных фондов.
2. Охарактеризуйте основные производственные фонды. Как они участвуют в процессе производства?
3. Опишите процесс износа основных производственных фондов. Что такое моральный износ 1-го и 2-го рода?
4. Дайте определение понятию амортизации производственных фондов. Как рассчитывается сумма годовых амортизационных отчислений? Чему равна норма амортизации?
5. Дайте определение понятию «производственная мощность». Какие показатели мощности имеются в энергетике?
6. Перечислите и охарактеризуйте основные показатели использования производственных фондов и мощностей.

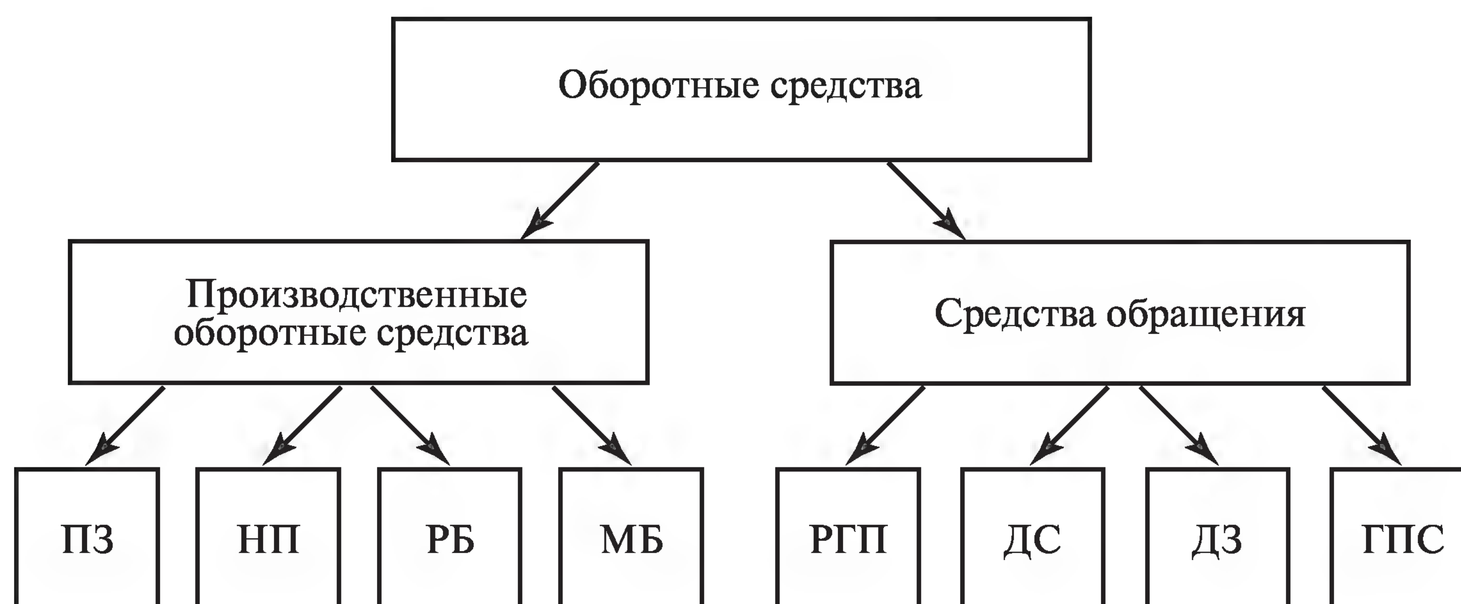
Глава 4
ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

4.1. Экономическая сущность, состав и структура оборотных средств

Для производства продукции и ее реализации наряду с основными средствами необходимы оборотные.

Под *оборотными средствами* понимают стоимостное выражение предметов труда, которые целиком потребляются в одном производственном цикле, полностью переносят свою стоимость на изготовляемый продукт и требуют постоянного воспроизводства в натуральной форме.

Оборотные средства состоят из производственных оборотных средств и средств обращения. Оборотные средства обеспечивают производственный процесс, средства обращения обслуживают сферу обращения. Классификация оборотных средств предлагается ниже:



К производственным оборотным средствам относятся:

- производственные запасы сырья, топлива, основных и вспомогательных материалов, запасных частей, полуфабрикатов (ПЗ);
- незавершенное производство включает в себя стоимость продукции, находящейся в данное время в стадии изготовления (НП);
- расходы будущих периодов — это затраты на подготовку к выпуску новой продукции, НИР, ОКР (РБ);
- малоценный и быстроизнашивающийся инвентарь, инструменты, срок службы которых менее 1 года (МБ).

К средствам обращения можно причислить:

- изготовленную и находящуюся в процессе реализации готовую продукцию (РГП);

- имеющиеся в распоряжении предприятия денежные средства, необходимые для выплаты заработной платы, закупки сырья, материалов (ДС);
- дебиторскую задолженность (ДЗ);
- продукцию на складе (ГПС).

Для энергетических предприятий процесс производства продукции и ее потребление практически совпадают. Поэтому в средства обращения для энергетики входят только денежные средства.

Если принять оборотные средства за 100 %, то на производственные оборотные средства приходится около 70 %, а 30 % — на средства обращения.

Оборотные средства всегда находятся в движении и совершают кругооборот, переходя из сферы производства в сферу обращения и наоборот. Следовательно, возможности улучшения их использования находятся как в сфере производства, так и в сфере обращения.

Для начала производственного процесса кроме основных средств необходимы денежные ресурсы для приобретения сырья, материалов и других предметов труда, входящих в состав оборотных средств. Материальные оборотные средства поступают в производство, там рабочими с использованием средств и предметов труда создается продукция. Реализовав продукцию, предприятие получает денежные средства, которые покроют затраты и принесут прибыль. Завершается один оборот действия оборотных средств.

Денежные средства (Д) → материалы, сырье (М,С) → производство (П) →
→ готовая продукция (ГП)→ реализованная продукция (РП) → денежные средства (Д)

Кругооборот оборотных средств считается завершенным только в тот момент, когда после реализации готовой продукции оборотные средства возвращены предприятию в денежной форме, т.е. поступили на расчетный счет предприятия.

Структура оборотных средств определяется особенностями технологии производства, длительностью производственного цикла и условиями материально-технического снабжения.

При производстве тепловой и электрической энергии почти все оборотные средства сосредоточены в производственных запасах. Для электростанций характерен большой удельный вес топлива и запасных частей для ремонта, вспомогательных материалов.

Практически отсутствует незавершенное производство, так как на электростанциях процесс производства энергии является непрерывным и оборотные средства превращаются в энергию без накопления на промежуточных стадиях и преобразования энергии из одного вида в другой.

Например, для ТЭЦ структура оборотных средств имеет вид, %:

Вспомогательные материалы 15
Топливо 42
Запасные части 20
Малоценные и быстроизнашивающиеся предметы 16
Прочие оборотные средства 7

Очень малы расходы будущих периодов. Сравнительно большой удельный вес запасных частей и вспомогательных материалов на тепловых электростанциях определяется условием надежности и необходимостью иметь аварийное количество запасных частей, а также несовпадением времени их доставки с периодом текущих и капитальных ремонтов.

Оборотные средства могут быть собственные, привлеченные и заемные.

К собственным денежным средствам относятся: прибыль, амортизационные отчисления; средства, полученные от продажи ценных бумаг; паевые и иные взносы юридических и физических лиц и другие поступления денежных средств (пожертвования, благотворительные взносы).

Привлеченные денежные средства образуются на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей. В период между платежами, начисленные, но еще не выплаченные средства могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

К заемным средствам относятся: кредит в банке и займы на определенные сроки и под определенные проценты, средства от реализации залогового свидетельства, страхового полиса.

Оборотные средства также классифицируются по признаку нормируемости.

4.2. Нормирование оборотных средств

К нормируемым оборотным средствам относятся производственные запасы, незавершенное производство, расходы будущих периодов и готовая продукция, находящаяся на складах предприятия.

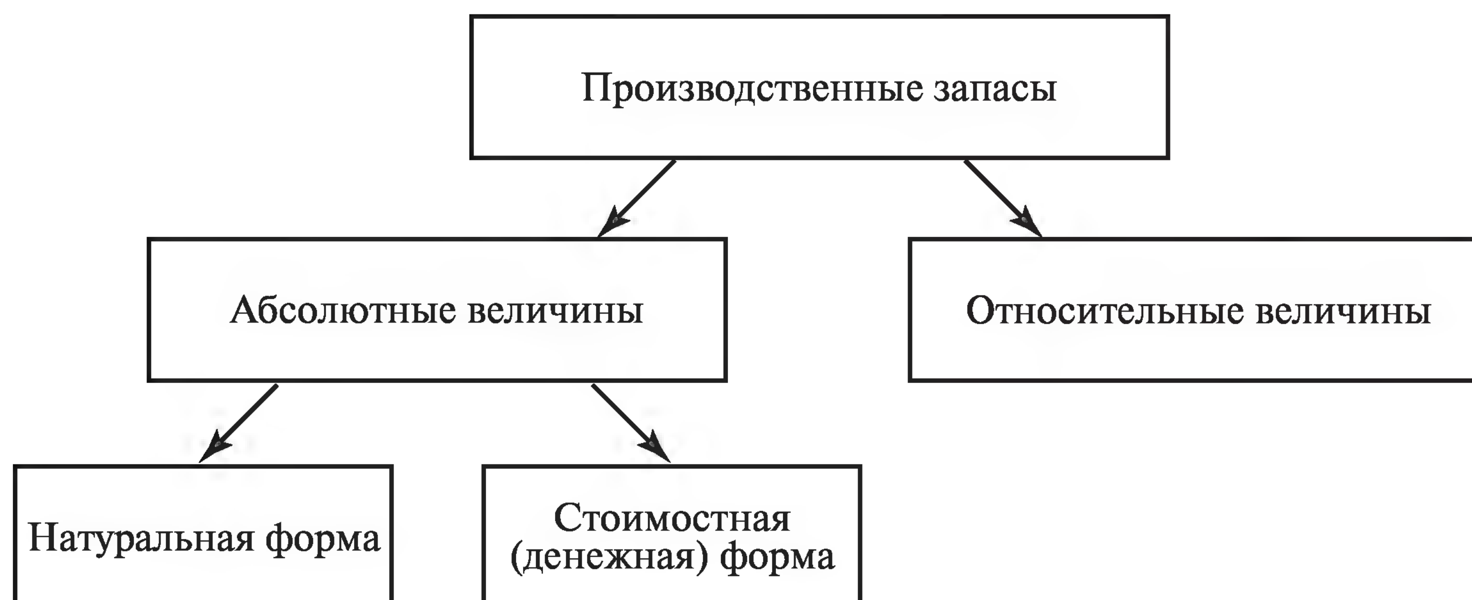
Ненормируемые денежные средства предприятия — это отгруженная продукция, средства в расчетах, увеличение которых свидетельствует об улучшении работы предприятия.

Преобладающую часть оборотных средств составляют нормируемые оборотные средства.

Использование нормирования оборотных средств помогает определить размер производственных запасов, необходимых предприятию для нормальной работы. Производственные запасы в оборотных фондах

должны обеспечивать бесперебойное ведение процесса производства, однако создание излишних запасов приводит к ухудшению показателей предприятия, замедляет темпы расширенного воспроизводства.

Нормирование оборотных средств заключается в установлении норм запаса в днях и нормативов расходов в натуральном и денежном выражении:



Абсолютный размер запасов в натуральной форме необходим для расчета складских площадей при планировании материально-технического снабжения, определении количества завозимых материалов.

Денежные выражения запасов необходимы при планировании оборотных фондов и составлении финансовых планов, а также при определении оборачиваемости оборотных средств.

Относительные величины запасов выражаются в суточной, недельной или месячной потребности предприятия.

Производственные запасы для энергетических установок бывают:

текущие, предназначенные для обеспечения повседневных потребностей производства при эксплуатационном обслуживании и текущем ремонте. Величины этих запасов зависят от масштабов производства и величины поставок. Норма запаса в днях для текущего запаса равна половине длительности интервала между поставками;

страховые (аварийные) запасы используются для создания гарантий на случай непредвиденных задержек топлива в пути. Страховой запас составляет примерно 50 % текущего.

Норматив в натуральном выражении $ПЗ_{н\,i}$, который необходим для проектирования складских помещений и организации поставок оборотных средств, определяется следующим образом:

$$ПЗ_{н\,i} = \Sigma V_i\, g_i\, T_з,$$

где $ПЗ_{н\,i}$ — норматив i-го производственного запаса в натуральном выражении; V_i — количество продукции i-го вида, производимое в едини-

цу времени; g_i — норма расхода топлива, материала, запасных частей на единицу продукции; $T_з$ — норма запаса в днях.

Денежный норматив оборотных средств определяется умножением натурального норматива на цену элемента производственных запасов:

$$К_{пз\ i} = ПЗ_{н\ I}\ Ц_i,$$

где $Ц_i$ — цена элемента производственных запасов (единицы топлива, материала и т.п.).

Нормируемые оборотные средства наряду с основными средствами входят в состав имущества предприятия. Оборотные средства постоянно находятся в движении, изменяя свою форму и размер. Для проведения экономического анализа используют среднегодовую стоимость нормируемых оборотных средств:

$$S_{ср.г} = [(S^{н}_{1.01} + S^{к}_{31.12})/2 + S^{н}_{1.04} + S^{н}_{1.07} + S^{н}_{1.10}]/4,$$

где $S^{н}_{1.01}$, $S^{к}_{31.12}$, $S^{н}_{1.04}$, $S^{н}_{1.07}$, $S^{н}_{1.10}$ — стоимость нормируемых оборотных средств на начало и конец года и на первое число каждого квартала соответственно.

4.3. Показатели эффективности использования оборотных средств

Эффективность использования оборотных средств на предприятии характеризуется показателями оборачиваемости и времени их оборота.

Коэффициент оборачиваемости оборотных средств (число оборотов) характеризует скорость оборота и определяется как отношение выручки от реализации продукции к среднегодовой сумме оборотных средств предприятия:

$$n_{об} = \frac{О_р}{S_{ср.г}}.$$

Коэффициент оборачиваемости показывает, на какую сумму реализовано готовой продукции за счет каждого рубля оборотных средств в данный период времени.

Период, или время, оборота оборотных средств преобразует предшествующий показатель в дни. Таким образом, среднее время оборота оборотных средств рассчитывается по выражению

$$t_{об} = \frac{t_г}{n_{об}},$$

где $t_г$ — рассматриваемый календарный период (год).

Ускорение оборачиваемости средств увеличивает эффективность работы предприятия.

К факторам ускорения оборачиваемости оборотных средств можно отнести:

увеличение выпуска продукции и ускорение ее реализации. Это может быть достигнуто за счет улучшения использования производственных фондов, уменьшения времени ремонта оборудования, недопущения аварийного выхода оборудования из строя, повышения качества продукции, снижения ее себестоимости;

уменьшение сверхнормативных производственных запасов (особенно дорогостоящих);

организацию своевременной поставки запасных частей и материалов, увязанной с графиком ремонта;

экономичные режимы работы оборудования, механизацию и автоматизацию технологических процессов, которые способствуют уменьшению необходимого количества оборотных средств.

Улучшение использования основных производственных средств и ускорение оборачиваемости оборотных средств позволят получить больше продукции на каждый рубль производственных фондов, увеличить прибыль и рентабельность предприятия.

Вопросы для повторения

1. Какова экономическая сущность оборотных производственных средств?

2. Назовите составляющие оборотных средств.

3. Перечислите и охарактеризуйте основные показатели использования оборотных фондов.

4. Что относится к собственным источникам формирования оборотных средств предприятия:

а) уставной фонд, обеспечивающий начало деятельности предприятия;

б) задолженность работникам по заработной плате и начисления на эту сумму;

в) амортизационные отчисления;

г) прибыль;

д) кредиторская задолженность.

5. Каковы сущность и значение нормирования оборотных средств?

6. Что из перечисленного относится к нормируемым оборотным средствам:

а) все производственные запасы;

б) все оборотные производственные фонды;

в) все оборотные средства предприятия;

г) средства в расчетах, денежные средства, товары отгруженные, но не оплаченные покупателями;

д) оборотные производственные фонды плюс готовая продукция на складе?

Глава 5
КАДРЫ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

5.1. Классификация и структура кадров энергопредприятий

Помимо основных и оборотных средств немаловажная роль в организации производства принадлежит кадрам предприятия. Повышение эффективности производства в значительной степени зависит от состава и структуры кадров, их квалификации.

По характеру выполняемых функций кадры предприятия делятся на промышленно-производственный персонал и непромышленный персонал.

К промышленно-производственному персоналу относятся работники, непосредственно участвующие в процессе производства и руководящие им.

Непромышленный персонал обслуживает непромышленные хозяйства и организации, входящие в состав предприятия: жилищно-коммунальное хозяйство, культурно-оздоровительные, медицинские, детские учреждения и т.п.

Промышленно-производственный персонал подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий.

В состав эксплуатационного персонала входят:

- рабочие, непосредственно обслуживающие производственные процессы в основном, обеспечивающем и обслуживающем производстве;
- служащие, выполняющие преимущественно вспомогательные функции;
- инженерно-технические работники (ИТР), осуществляющие техническое и экономическое руководство производственно-хозяйственной деятельностью всего предприятия (для чего требуется высшее или среднее специальное образование);
- младший обслуживающий персонал, выполняющий простые вспомогательные работы, которые не требуют профессиональной подготовки, — уборку, охрану и др.;
- ученики различных специальностей и профессий.

Ремонтный персонал подразделяется на собственный ремонтный персонал и привлекаемый со стороны (ремонтный персонал подрядных организаций) и состоит из рабочих, ИТР, служащих, младшего обслуживающего персонала.

Административно-управленческий персонал обеспечивает общее управление всеми подразделениями предприятия. Он включает дирекцию, а также службы, занимающиеся информационным обеспечением, планово-экономическими и бухгалтерскими расчетами, материально-техническим обеспечением, сбытом продукции и т.п.

Ввиду непрерывного характера энергетических производственных процессов работа ведется круглосуточно, поэтому значительная часть эксплуатационного персонала образует дежурный персонал.

Особая ответственность за бесперебойность промышленного энергоснабжения приводит к необходимости постоянного ремонтного обслуживания энергооборудования, в связи с чем в энергослужбе содержится значительное количество ремонтников, численность которых иногда составляет до 70 % общего состава промышленных энергетиков.

С разделением труда и наличием в производственном процессе различных видов работ используется классификация кадров по профессиям, специальностям и квалификациям.

Профессия характеризует определенный вид работы в одной из областей производства, требующий особого комплекса знаний и практических навыков, необходимых для ее выполнения. Профессия определяется по роду выполняемой работы: слесарь, оператор, инженер и т.п.

Внутри профессии различают *специальности*, требующие дополнительных знаний и навыков для выполнения работы на определенном участке данной отрасли производства. Так, профессия инженера делится на специальности: инженер-экономист, инженер-энергетик и т.п.

Под *квалификацией* понимается совокупность знаний и умение выполнять работы разной сложности на отдельных участках производства. Чем выше технический уровень производства, тем выше требования к квалификации персонала, который должен не только уметь выполнять определенную работу, но и знать основы технологии, экономики, организации и управления данного производства. Так как энергооборудование является сложным техническим объектом и оно постоянно усложняется, усовершенствуется, все это требует от промышленных энергетиков, как ни в одной другой профессии, постоянного повышения деловой и производственной квалификации.

Под структурой кадров следует понимать удельный вес в процентах каждой категории работников в общей численности промышленно-производственного персонала. Изменение структуры кадров идет в направлении увеличения удельного веса рабочих со значительным ростом их квалификации и удельного веса ИТР, что является следствием научно-технического прогресса.

Для рабочих специальностей устанавливаются разряды, например слесарь 3-го разряда, электромонтер 5-го разряда. Для рабочих обычно существуют шесть разрядов, с 1-го по 6-й в порядке возрастания квалификации.

Инженерно-техническим работникам присваиваются категории: инженер 1-й категории, инженер-экономист 3-й категории и т.п. Здесь квалификация оценивается в обратном порядке — самая высокая категория обычно 1-я, больший номер — более низкая квалификация.

5.2. Определение численности персонала и производительности труда

Для формирования штатов предприятия необходимо определить численность персонала. На основании нормативов численности промышленно-производственного персонала разрабатывается штатное расписание. В штатном расписании указываются перечень всех должностей и рабочих мест, начиная с руководителя предприятия, количество работников и месячная заработная плата по каждому работнику.

Численность административно-управленческого персонала, например электростанции, зависит от мощности и числа агрегатов станции.

В связи с высоким уровнем автоматизации технологического процесса на электростанциях, предприятиях электрических и тепловых сетей численность эксплуатационного персонала невелика по сравнению с другими отраслями производства (менее одного человека на 1 МВт обслуживаемой мощности).

Численность персонала, приходящаяся на единицу производственной мощности энергопредприятия, называется удельной численностью или *штатным коэффициентом*.

Плановая численность промышленно-производственного персонала подсчитывается по категориям работников (рабочие, ИТР, служащие, младший обслуживающий персонал, ученики) и нормам обслуживания.

Численность рабочих определяется по рабочим местам. Подсчитывается отдельно явочный и списочный состав рабочих.

Явочный состав — это состав рабочих, необходимый для выполнения всех работ при данном режиме работы и планируемом уровне производительности труда.

Списочный состав — это количество рабочих, которое необходимо иметь в штате предприятия. Списочный состав превышает явочный на численность резервного персонала, необходимого для замены отсутствующих рабочих из-за отпусков, болезни и т.п.

Для определения списочного состава рабочих необходимо знать число рабочих мест, численность смены, расчетное число смен.

Численность ремонтного персонала зависит в основном от количества агрегатов и их мощности, периодичности ремонтов, объема выполненных работ, способа производства ремонтов, организации труда ремонтного персонала.

Численность ИТР и служащих определяется в зависимости от выполняемых ими функций и объема работ.

Численность младшего обслуживающего персонала определяется на основе укрупненных норм обслуживания.

Численность учеников планируется на основании потребности в кадрах.

Для соблюдения нормальных условий труда, уровня его производительности, а также для планирования труда как составной части производственно-хозяйственной деятельности труд должен нормироваться.

Нормирование труда — установление меры затрат труда на изготовление единицы продукции или выработки продукции в единицу времени, выполнение заданного объема работ или обслуживание средств производства в определенных организационно-технических условиях.

Применяются следующие виды норм:

Норма выработки — производство определенного количества продукции или выполнение определенного объема работы в единицу времени (час, смену).

Норма времени — время, затрачиваемое на производство единицы продукции или выполнение единицы работы.

Норма обслуживания — количество единиц оборудования, обслуживаемого одним человеком.

Норма численности — количество работников, необходимое для обслуживания определенного оборудования или группы единиц оборудования.

Для нормирования управленческого труда применяется также *норма управляемости* — количество людей, которыми может эффективно управлять один руководитель. По психофизическим возможностям среднего человека это количество составляет семь-восемь человек. Так, если в бригаде количество работников больше восьми, то бригадиру требуется заместитель, который, сам подчиняясь бригадиру, от его имени будет управлять частью бригады, не более чем семью-восемью подчиненными.

Интенсивность труда работников характеризуется показателем *производительности труда.*

Существуют натуральные и стоимостные измерители производительности труда.

Производительность труда в натуральном выражении показывает количество единиц продукции, произведенных одним работником за определенный промежуток времени:

$$\text{ПТ}_{\text{н}} = \frac{V}{n_{\text{п.п.п}}},$$

где V — годовой объем производства; $n_{\text{п.п.п}}$ — численность промышленно-производственного персонала.

В энергетике определять производительность труда таким образом нехарактерно, так как объем производства зависит в большей степени от графика нагрузки, а не от работы энергетиков.

Для энергопредприятий производительность труда оценивается по коэффициенту обслуживания:

$$\text{К}_{\text{обс}} = \frac{W_{\text{об}}}{n_{\text{п.п.п}}} \text{ или } \text{К}_{\text{обс}} = \frac{N_{\text{у}}}{n_{\text{п.п.п}}},$$

где $W_{\text{об}}$ — количество единиц обслуживаемого оборудования, шт.; $N_{\text{у}}$ — средняя установленная мощность оборудования.

Рост производительности труда является важнейшим фактором эффективности производства, повышения рентабельности, снижения себестоимости, экономии рабочей силы и т.п.

Для промышленной энергетики рост производительности труда достигается за счет:

- расширения зоны обслуживания на основе механизации и автоматизации производства;
- улучшения системы ремонтов;
- увеличения качества обслуживания оборудования.

5.3. Заработная плата, доходы. Системы оплаты труда

Политика в области заработной платы является составной частью управления предприятием, и от нее в значительной мере зависит эффективность его работы, так как заработная плата — один из важнейших стимулов в рациональном использовании рабочей силы.

В литературе отсутствует единая общепринятая трактовка заработной платы, хотя существует целый ряд ее определений. Приведем некоторые из них.

Заработная плата — это выраженная в денежной форме часть национального дохода, которая распределяется по количеству и качеству труда, затраченного каждым работником, и поступает в его личное потребление.

Заработная плата — это вознаграждение за труд.

Оплата труда работников — цена трудовых ресурсов, задействованных в производственном процессе.

Заработная плата — это часть издержек на производство и реализацию продукции, идущая на оплату труда работников предприятия.

Различают номинальную и реальную заработную плату.

Номинальная заработная плата — это начисленная и полученная работником плата за его труд за определенный период.

Реальная заработная плата — это количество товаров и услуг, которые можно приобрести за номинальную заработную плату; реальная заработная плата — это «покупательная способность» номинальной заработной платы.

Реальная заработная плата зависит от величины номинальной заработной платы и цен на приобретаемые товары и услуги. Например, при повышении номинальной заработной платы на 15 % и инфляции за этот период на уровне 10 % реальная заработная плата увеличится только на 5 %.

Таким образом, превышение темпов роста инфляции по сравнению с ростом номинальной заработной платы приводит к снижению реальной заработной платы, и наоборот.

При разработке политики в области заработной платы и ее реализации на предприятии необходимо учитывать следующие принципы:

- справедливость, т.е. принцип равной оплаты за равный труд;
- учет сложности выполняемой работы и уровня квалификации труда;
- учет вредных условий труда и тяжелого физического труда;
- стимулирование за качество труда и добросовестное отношение к труду;
- материальное наказание за допущенный брак и безответственное отношение к своим обязанностям, приведшим к каким-либо негативным последствиям;
- опережение темпов роста производительности труда по сравнению с темпами роста средней заработной платы;
- индексация заработной платы в соответствии с уровнем инфляции;
- применение прогрессивных форм и систем оплаты труда.

Оплата труда в энергетике строится так же, как и во всей промышленности. Здесь применяются *сдельная, повременная и аккордная* (единовременная за выполненную работу) системы оплаты.

Сдельная оплата предусматривает разновидности:

- прямая сдельная;
- сдельно-прогрессивная;
- сдельно-премиальная.

Такие формы заработной платы применяются в тех случаях, когда для каждого работника легко можно установить и проконтролировать объемы выполняемой им работы или выработки продукции. В энергетике это относится преимущественно к ремонтным работам по индустриальному методу, когда основные работы выполняются в стационарных условиях, по типу машиностроительного производства.

Прямая сдельная оплата — это оплата по установленным ставкам за производство единицы продукции или работы. Иногда такая оплата предусматривает выполнение установленных норм выработки или выработки в установленное время и размер оплаты напрямую зависит от объема произведенной продукции или работ.

Сдельно-прогрессивная система включает оплату за определенный, рассчитанный по нормам объем выработанной продукции или выполненной работы так же, как и при прямой сдельной. А вот производство продукции или работы сверх установленного объема оплачивается уже по повышенным ставкам. Тогда чем больше превышается установленный нормами объем производства, тем выше, с прогрессивным возрастанием, оказывается заработок работника.

При *сдельно-премиальной* системе оплата за установленный объем выработки ведется по прямой сдельной, а при перевыполнении планового задания работники премируются, причем премия чаще всего устанавливается в определенном размере за каждый процент перевыполнения задания против установленных норм.

На энергопредприятиях сдельные формы оплаты труда применяются в ремонтном хозяйстве, в строительных предприятиях энергообъединений, почти во всех вспомогательных подразделениях, где объемы производства известны или могут планироваться, но не могут использоваться в основном энергетическом производстве, поскольку его объемы не зависят от энергетиков.

Повременная система оплаты также имеет свои разновидности:

- простая повременная (система тарифных ставок или должностных окладов);
- повременно-премиальная.

Эта форма оплаты ранее основывалась на тарифно-квалификационной системе, которая включала единую тарифную сетку и тарифно-квалификационный справочник, где устанавливались зависимости степени сложности определенных видов работ от уровня квалификации работников, имеющих право эту работу выполнять.

Система тарифных ставок в недавнем прошлом устанавливалась практически для всех отраслей материального производства единой по всей стране. Сейчас эта система, во-первых, носит рекомендательный характер и, во-вторых, предусматривает не фиксированные тарифные ставки, а соотношения между ставками разных разрядов — тарифные коэффициенты .

Тарифные коэффициенты для рабочих-ремонтников 1—6-го разрядов при повременной оплате труда приведены ниже:

Разряды	1	2	3	4	5	6
Тарифные коэффициенты	1,0	1,1	1,21	1,33	1,5	1,71

В энергетике применяются свои тарифные сетки и коэффициенты. Так, в ОАО «Мосэнерго» в основу такой системы положена единая тарифная сетка, включающая разряды от 0-го до 22-го. Тарифный коэффициент 1-го разряда принят равным 1, нулевого разряда — 0,9, а 22-го разряда — 9,79. Рабочие в зависимости от квалификации имеют ступени оплаты от 1 до 6. Практически тарифные разряды рабочих соответствуют разрядам Единого тарифно-квалификационного справочника (ЕТКС). Единая тарифная сетка устанавливает для каждого разряда работников минимальный должностной оклад.

При повременной системе оплаты труда кроме основной заработной платы предусмотрена доплата за работу в ночные смены, в выходные и праздничные дни и некоторые другие.

Повременно-премиальная система имеет много разновидностей, различия между которыми в основном сводятся к установлению предмета премирования. Прежде главным условием премирования было выполнение плановых заданий, которые и устанавливались так, чтобы их легко можно было выполнить и перевыполнить, причем в критических ситуациях широко была распространена практика «корректировки» планов в сторону понижения. Кроме того, имелось множество других показателей, позволявших претендовать на премии: освоение новой техники, экономия сырья, материалов, энергоресурсов, повышение производительности труда, повышение качества продукции или работ и т.п.

Многие из этих показателей действительно отражают повышение эффективности производства, и их выполнение заслуживает поощрения. Однако большинство из них трудно учитываемо, вследствие чего

премирование нередко носило волевой, необъективный характер. Особенно часто это проявлялось в системах внутрипроизводственного хозяйственного расчета, что привело к дискредитации самого этого понятия.

В то же время большинство показателей, за выполнение которых предусматривалось премирование работников, в новых условиях рыночных отношений не следует отвергать только потому, что изменились хозяйственные отношения. В настоящее время созданы все предпосылки для развития внутрипроизводственных коммерческих (бывших хозрасчетных) отношений в энергосистемах между входящими в него предприятиями, на энергопредприятиях между его цехами, службами и другими подразделениями.

Различные формы повременной оплаты труда являются основными в энергетике. Как и везде, здесь преобладает повременно-премиальная система. Среди производственных факторов, от которых зависит премирование, в энергетике главными были выполнение плановых заданий и показателей энергопроизводства (например, коэффициент использования установленной мощности — КИУМ), безаварийность работы энергооборудования, бесперебойность энергоснабжения и некоторые другие. Далеко не всегда эти показатели напрямую увязывались с основным финансово-экономическим показателем производственно-хозяйственной деятельности — с прибылью. В настоящее время выбор систем премирования с учетом конкретных форм и показателей всецело зависит от предприятий, которые должны быть заинтересованы в установлении прямой зависимости премирования от конечных результатов труда.

В энергетике премии начисляются к должностному окладу за фактически отработанное время, включая надбавки за высокую квалификацию, доплаты за совмещение профессий, замещение, доплаты за работу в ночное время, в праздничные, выходные дни, сверхурочное время. Каждое энергопредприятие самостоятельно разрабатывает положение о премировании рабочих с учетом тех основных показателей, которые утверждены энергосистемой для руководителей, такие, как отсутствие аварий, вызванных неудовлетворительной организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергооборудования, выполнение графика нагрузки энергосистемы.

Примеры устанавливаемых на энергопредприятиях показателей премирования рабочих ведущих профессий приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Показатели премирования рабочих

Профессия	Показатели премирования
Котлотурбинный цех (КТЦ)	
Старший машинист КТЦ Старший машинист энергоблока Машинист энергоблока Машинист-обходчик Машинист водогрейных котлов Машинист насосных установок	1. Выполнение плана рабочей мощности 2. Отсутствие аварий, отказов по вине персонала
Цех тепловой автоматики и измерений (ТАИ)	
Оперативный персонал	1. Выполнение плана рабочей мощности 2. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала 3. Отсутствие замечаний по достоверности контролирующих и измерительных приборов
Ремонтный персонал ТАИ	1. Выполнение плана рабочей мощности 2. Удельный вес устраненных дефектов 3. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала 4. Выполнение плана ремонта приборов в срок

В последнее десятилетие довольно широкое распространение получили коллективные формы оплаты труда. При коллективном или бригадном подряде оплату производят по конечному результату трудовой деятельности, для четкой фиксации которого необходимо выполнение ряда условий. Общий заработок между членами трудового коллектива распределяется по так называемому коэффициенту трудового участия (КТУ), рассчитываемому исходя:

- из тарифного разряда работника;
- фактически отработанного времени;
- соблюдения трудовой, производственной и технологической дисциплины — отсутствие прогулов, выполнение норм выработки, обслуживания и других норм при установленном качестве работы, выдерживание предписанных технологических параметров производства и т.п.;
- оказания производственно-технической помощи другим работникам коллектива (бригады);
- шефства и наставничества по отношению к малоопытным работникам и ученикам;

- выполнения общественных, в том числе цеховых, заводских, муниципальных и даже государственных, обязанностей без ущерба для основной деятельности и др.

При рыночных отношениях, когда прибыльность производства напрямую зависит от конечных результатов труда, описанные коллективные формы оплаты труда вполне могут получить распространение при должной объективности оценок на базе достаточно достоверного производственного учета.

При любой форме оплаты труда общий фонд оплаты труда образуется следующим образом:

- начисляется тарифный фонд заработной платы $Ф_{з.п}$ независимо от способов его образования;
- начисляется премиальный фонд (как правило, в определенном проценте);
- производится начисление на эту величину единого социального налога $р_{соц}$, включающего отчисления в фонд социального страхования, пенсионный фонд и в фонд обязательного медицинского страхования;
- производится начисление в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний $р_{н.с}$.

Тогда общий фонд оплаты труда, входящий в себестоимость продукции, можно определить формулой

$$Ф = Ф_{з.п} (1 + р_{соц}) (1 + р_{н.с}).$$

В настоящее время применяются следующие системы оплаты труда:

тарифная система — совокупность нормативов, с помощью которых регулируется уровень заработной платы различных групп и категорий работников в зависимости от их квалификации, сложности выполняемой работы, условий, характера и интенсивности труда, условий (в том числе природно-климатических) выполнения работ; вида производства. Основными элементами тарифной системы являются: тарифно-квалификационные справочники, тарифные сетки, тарифные ставки, тарифные коэффициенты, надбавки и доплаты за работу с отклонениями от нормальных условий труда;

бестарифная система — определение размера заработной платы каждого работника в зависимости от конечного результата работы всего рабочего коллектива и трудового вклада каждого работника;

система «плавающих окладов» — ежемесячное определение размера должностного оклада работника в зависимости от роста (снижения) производительности труда на участке, обслуживаемом работником, при условии выполнения задания по выпуску продукции;

система оплаты труда на комиссионной основе — установление размера заработной платы в виде фиксированного процента дохода, получаемого предприятием от реализации продукции (работ и услуг).

Наибольшее распространение на государственных и других крупных предприятиях получила тарифная система оплаты труда. При всех своих преимуществах в условиях неустойчивой экономики, кризисе неплатежей эта система часто приводит к банкротству предприятий. В значительной степени это связано с тем, что начисление Единого социального налога и отчисления в пенсионный фонд производится от выписанной, а не от фактически полученной зарплаты. Когда у предприятия нет денег, а зарплата за отработанное время или за произведенную продукцию уже выписана, соответственно начислены и все налоги на зарплату, а оплачивать их нечем. За неуплаченные налоги начисляются пени (хотя зарплата выдана), а сумма пени при задержке их оплаты через три-четыре месяца начинает превышать величину самих налогов. Образуется замкнутый круг: даже если предприятие работает хорошо, но его продукция не оплачивается, поскольку у потребителя нет денег, на предприятие начисляются пени и предъявляются штрафные санкции, которые списываются с его банковского счета в безусловном порядке. И даже при поступлении денег предприятие в такой ситуации может оказаться финансовым банкротом.

Одним из эффективных способов спасения предприятия от неоправданных (преждевременных) налогов, пени и финансовых санкций является переход на бестарифную систему оплаты труда. В этом случае зарплата персоналу начисляется только тогда, когда поступили деньги и есть из чего выплачивать зарплату и налоги в размерах, которые определяются размером поступивших на расчетный счет средств. Эта система выгодна предприятию и его руководству, но не выгодна рабочим и обслуживающему персоналу, так как человек работает и не знает, оплатят ли его труд и, если да, то в каком объеме. Однако в период нестабильности экономики — это один из возможных путей сохранения предприятия работоспособным.

В условиях рынка, когда предприятие имеет право само распоряжаться заработанными средствами, особенно актуальны вопросы мотивации труда. Главным условием высокопроизводительного труда на любом предприятии является ликвидация отчуждения персонала от интересов предприятия (фирмы). Наиболее действенной хозяйственной мотивацией признается участие персонала в собственности, прибылях и управлении. Применение каждого из этих мотивов в отдельности также полезно, но значительные результаты могут достигаться только при такой комплексной системе мотивации работников.

В нашей стране в зависимости от способа проведенной приватизации предприятий возможны три вида участия персонала в собственности:

- персонал полностью владеет имуществом предприятия;
- персонал владеет контрольным пакетом акций предприятия;
- персонал владеет частью акций, не составляющей контрольного пакета.

В энергетике в настоящее время трудовые коллективы владеют в среднем 15 % акций территориального акционерного общества энергетики и электрификации. Для сравнения: 70 % работников концерна «Сименс» (Германия) владеют 20 % всего капитала. Мировой опыт показывает, что доходы от владения собственностью обычно составляют 10…15 % совокупного дохода работника.

В этом случае общий заработок работников-акционеров предприятий, кроме основной части — из фонда оплаты труда, может включать также премирование по результатам работы за год (так называемая «тринадцатая зарплата»), выплаты по дивидендам, доходы от непроизводственной деятельности предприятий (участие в деятельности банков, бирж, дивиденды по акциям сторонних предприятий и т.п.). Чем сильнее мотивация труда, тем более высокое качество и ответственность приобретает сам труд и, как следствие, резко улучшаются все показатели производственно-хозяйственной деятельности. Необходимо стремиться, чтобы весь трудовой коллектив при правильно организованной мотивации труда составлял команду единомышленников, связанную общими материальными, духовными и нравственными интересами.

5.4. Планирование фонда заработной платы

В структуру заработной платы входят основная и дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата включает оплату труда работников по действующим на предприятии сдельным расценкам, тарифным ставкам (должностным окладам) и представляет собой относительно постоянную часть оплаты, соответствующую установленной норме.

Дополнительная заработная плата включает различные виды премий, доплаты за работу в сверхурочное время, доплаты по прогрессивным расценкам, за отклонение от нормальных условий труда, оплату целодневных и внутрисменных простоев, доплаты бригадирам и т.п.

Плановая величина расходов на оплату труда, или фонд оплаты труда (ФОТ), может определяться укрупненно или дифференцированно.

Укрупненно плановый фонд оплаты труда $Ф_{пл}$ можно рассчитать разными способами:

1. На основе норматива заработной платы на единицу продукции (работ) :

$$Ф_{пл} = Q_i Н_{з.п},$$

где Q_i — планируемый объем продукции в натуральном выражении; $Н_{з.п}$ — норматив заработной платы.

2. На основе норматива прироста фонда оплаты труда за каждый процент прироста объема продукции:

$$Ф_{пл} = Ф_{баз} + Ф_{баз} (Н_{з.п} П)/ 100,$$

где $Ф_{баз}$ — базовая величина фонда оплаты труда в предыдущем (отчетном) году; $Н_{з.п}$ — норматив прироста заработной платы за каждый процент прироста объема продукции; П — прирост объема продукции.

3. Исходя из численности работающих $n_{п.п.п}$ и их годовой заработной платы с доплатами и начислениями $ЗП_{год}$:

$$Ф_{пл} = n_{п.п.п} ЗП_{год}.$$

При этом методе ФОТ может быть рассчитан как в целом по предприятию, так и по категориям и отдельным группам работников.

Дифференцированный (детальный) расчет планового ФОТ производится раздельно по категориям промышленно-производственного персонала, по цехам (подразделениям), в целом по предприятию и включает расчеты тарифного, часового, дневного, месячного (годового) ФОТ.

Тарифный ФОТ включает оплату труда рабочих-сдельщиков и рабочих-повременщиков.

Фонд оплаты труда рабочих-сдельщиков $З_{сд}$ за запланированный объем работ по сдельным расценкам рассчитывается по формуле

$$З_{сд} = РNК,$$

где Р — сдельная расценка за единицу продукции; N — количество (объем) изделий по программе; К — коэффициент выполнения планового задания.

Фонд оплаты труда рабочих-повременщиков $З_{пов}$ за подлежащее отработке время по тарифным ставкам определяется по формуле

$$З_{пов} = НТ_{с.т} К,$$

где Н — объем работ, нормо-ч; $Т_{с.т}$ — средняя часовая тарифная ставка по выполняемой работе; К — коэффициент выполнения планового задания.

Часовой ФОТ состоит из тарифного ФОТ и дополнительной оплаты за фактически отработанное время, в том числе за ночное время, вредность, выплаты рабочим по прогрессивным системам оплаты труда и премиальные поощрения.

Дневной ФОТ состоит из часового ФОТ и предусмотренных выплат, связанных с внутрисменными перерывами, например оплаты перерывов матерям, имеющим грудных детей, доплаты подросткам (до 18 лет) за сокращенный рабочий день.

Месячный (годовой) ФОТ включает дневной ФОТ и доплаты за нерабочие дни: очередной и дополнительный отпуска; выполнение государственных обязанностей; выходное пособие.

Фонды оплаты труда ИТР, младшего обслуживающего персонала, служащих и пожарно-сторожевой охраны рассчитываются на основе средних должностных окладов и числа работников в каждой группе.

В настоящее время за счет части чистой прибыли и заработной платы на предприятии формируется фонд потребления, который является основой доходов работников предприятия и включает:

- фонд оплаты труда — средства, начисленные для оплаты труда всех работников;
- доходы (дивиденды, проценты), выплачиваемые по акциям трудового коллектива и вкладам членов трудового коллектива в имущество предприятия;
- денежные выплаты и поощрения.

Совершенствование порядка и условий образования фонда оплаты труда является одним из центральных вопросов повышения эффективности производства.

На каждом предприятии должен разрабатываться план по труду и заработной плате, цель которого заключается в изыскании резервов по улучшению использования рабочей силы и на этой основе повышении производительности труда. При этом план должен быть разработан так, чтобы темпы роста производительности труда опережали темпы роста заработной платы.

В современных рыночных условиях предприятие имеет возможность самостоятельно выбирать систему оплаты труда, разрабатывать собственные нормативные методы стимулирования, определение коэффициентов трудового участия и т.п.

Предприятие заинтересовано в наибольшей степени учесть специфику организации производства и персонала для мотивации оплаты труда.

Вопросы для повторения

1. Что понимается под структурой кадров и каковы факторы, ее определяющие?

2. Какие из указанных категорий работников относятся к промышленно-производственному персоналу и к вспомогательным рабочим:

а) рабочие цеха, столовой и подсобного хозяйства;

б) рабочие инструментального цеха, склада и транспортного цеха;

в) рабочие цеха, ИТР, работники охраны и ученики;

г) работники детского сада и базы отдыха?

3. К какой категории рабочих относятся:

а) наладчик карусельных станков;

б) водитель электрокары;

в) токарь-расточник механического цеха;

г) работница отдела технического контроля?

4. Что включает в себя понятие «производительность труда»?

5. Назовите основные факторы повышения производительности труда.

6. Какие критерии характеризуют уровень производительности труда?

7. Чем отличается номинальная заработная плата от реальной?

8. Какие вы знаете формы и системы оплаты труда?

9. Почему на предприятии производительность труда должна опережать среднюю заработную плату?

10. Что включает тарифная система оплаты труда?

11. Каковы условия применения повременной системы оплаты труда?

12. Объясните сущность и необходимость мотивации труда.

Глава 6
СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

6.1. Методы расчета себестоимости энергетической продукции. Группировка затрат

Все виды материальных и денежных затрат, кроме капитальных вложений, связанные с производством и сбытом продукции, называются *издержками производства*. Они составляют *себестоимость* изготовленной *продукции*.

Себестоимость продукции — это стоимостная оценка используемых в процессе производства природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных средств, трудовых ресурсов, а также других затрат на ее производство и реализацию.

Определяют как себестоимость всей продукции, или издержки И, так и себестоимость единицы продукции $\bar{s}$. Расчет общих производственных издержек включает все производственные затраты, т.е. материальные, затраты по оплате труда, общезаводские, накладные и другие затраты, отнесенные на производство продукции за рассматриваемый период. Себестоимость единицы продукции определяется как отношение всех производственных издержек к количеству произведенной продукции:

$$\bar{s} = \frac{\text{И}}{V},$$

где И — суммарная (полная) себестоимость, млн руб.; $\bar{s}$ — единичная себестоимость, млн руб/ед. пр.; V — объем произведенной продукции.

Применительно к энергетике себестоимость единицы продукции можно определить по выражениям:

$\bar{s}_{\text{т.э}} = \frac{\text{И}_{\text{т.э}}}{Q_{\text{г}}}$ — себестоимость единицы тепловой энергии, руб/ГДж;

$\bar{s}_{\text{э.э}} = \frac{\text{И}_{\text{э.э}}}{\text{Э}_{\text{г}}}$ — себестоимость единицы электрической энергии, руб/(кВт·ч); где $\text{И}_{\text{т.э}}$ — годовые издержки (себестоимость) на производство тепловой энергии, млн руб.; $Q_{\text{г}}$ — количество тепла, произведенного за год, ГДж/год; $\text{И}_{\text{э.э}}$ — годовые издержки (себестоимость) на производство электрической энергии, млн руб.; $\text{Э}_{\text{г}}$ — количество электрической энергии, произведенной за год, кВт·ч.

Расчет себестоимости продукции необходим предприятию по нескольким причинам:

во-первых, себестоимость единицы продукции является основой для определения цены на произведенную продукцию;

во-вторых, расчет себестоимости используется для оценки эффективности и прибыльности работы предприятия.

В промышленности различают следующие виды себестоимости: цеховая, заводская и полная.

Цеховая себестоимость — представляет собой затраты цеха, связанные с производством продукции.

Общепроизводственная (или заводская) — помимо затрат цехов включает общезаводские и общехозяйственные расходы (такие, как расходы на содержание заводоуправления, складов и т.п.).

Полная (или коммерческая) — отражает все затраты на производство и реализацию продукции, складывается из производственной себестоимости и внепроизводственных расходов (расходы на тару, упаковку, транспортировку продукции).

В энергетике отсутствует цеховая себестоимость.

Себестоимость продукции учитывается и планируется по *экономическим элементам* и по *калькуляционным статьям* (по статьям расходов).

Себестоимость продукции, рассчитанная по экономическим элементам, содержит экономически однородные элементы независимо от того, где расходуются средства и на какие цели.

К *экономическим элементам* относят: материальные затраты за вычетом стоимости возвратных отходов, амортизационные отчисления, расходы на ремонт, заработную плату, затраты на покупную энергию и прочие денежные расходы.

Группировка по экономическим элементам необходима для определения общих потребностей предприятия в материальных и денежных ресурсах, т.е. для составления сметы производства.

Для внутрипроизводственного планирования и выявления резервов необходимо знать не только общую сумму затрат, но и величину расходов в зависимости от места их возникновения. Для расчета себестоимости единицы продукции определенного вида и составления калькуляции применяется группировка затрат по калькуляционным статьям, которая учитывает их производственное назначение, фазы производства.

Группировка по калькуляционным статьям учитывает их производственное назначение. Такая группировка используется на действующих предприятиях, отражает состав и структуру затрат.

К *калькуляционным статьям* относятся:

1) топливо на технологические нужды;

2) вода на технологические нужды;

3) основная заработная плата производственных рабочих;

4) дополнительная заработная плата производственных рабочих (на оплату отпусков, командировок и т.п.);

5) отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих с учетом ЕСН (26 %);

6) расходы на содержание и эксплуатацию оборудования:

   а) амортизация оборудования,

   б) расходы по текущему техническому обслуживанию.

7) расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы);

8) покупная энергия на технологические нужды;

9) цеховые расходы;

10) общезаводские расходы;

11) коммерческие расходы.

Первые девять пунктов составляют цеховую себестоимость, с первого по десятый пункты — общепроизводственная себестоимость, а с учетом одиннадцатого пункта — полную коммерческую себестоимость.

Таблица 6.1

Основные отличительные признаки группировки затрат по калькуляционным статьям и экономическим элементам

Группировка затрат по калькуляционным статьям	Группировка затрат по экономическим элементам
Назначение	
Расчет плановой и фактической себестоимости по каждому виду продукции Анализ затрат с учетом технологических особенностей	Выявление общей потребности предприятия в целом в каждом отдельном производственном факторе — труд, материалы, капитал Увязка отдельных разделов плана Анализ при проведении проектных расчетов (смета)
Исходные данные, используемые для расчета	
Фактические, с учетом производственного назначения, фаз производства, цехов	Обобщенные или нормативные
Учет однородных элементов	
Все затраты учитываются по месту раздельно и по каждому виду продукции	Однородные затраты объединяются и суммируются независимо от места их возникновения
Основные статьи расходов (издержек)	
$И = И_{техн}+И_{з.п.п.р}+И_{с.э.о}+И_{п.о.п}+И_{оц}+И_{оз}$	$И=И_{м.з}+И_{з.п}+И_{соц.с}+И_{ам}+И_{рем}+И_{пр}$

В таблице использованы следующие обозначения:

калькуляционные статьи:

$И_{техн}$ — издержки топливно-энергетических и сырьевых ресурсов на технологические цели; $И_{з.п.п.р}$ — издержки на основную и дополнительную заработную плату производственных рабочих с учетом Единого социального налога (ЕСН); $И_{с.э.о}$ — издержки на содержание и эксплуатацию оборудования; $И_{п.о.п}$ — издержки на подготовку и освоение производства (пусковые расходы); $И_{оц}$ — общецеховые издержки; $И_{оз}$ — общезаводские издержки;

экономические элементы:

$И_{м.з}$ — материальные затраты (за вычетом стоимости возвратных средств); $И_{з.п}$ — издержки на заработную плату; $И_{соц.с}$ — отчисления на социальное страхование; $И_{ам}$ — издержки на амортизацию; $И_{рем}$ — издержки на ремонт; $И_{пр}$ — прочие издержки.

Каждая статья калькуляционных затрат состоит из ряда составляющих:

- издержки топливно-энергетических и сырьевых ресурсов на технологические цели складываются из:

$$И_{техн} = И_{т}^{т} + И_{э}^{т} + И_{п}^{т} + И_{в}^{т} + И_{с.м}^{т},$$

где $И_{т}^{т}, И_{э}^{т}, И_{п}^{т}, И_{в}^{т}, И_{с.м}^{т}$ — издержки на топливо, электроэнергию, пар, воду, сырье и материалы.

Приобретаемые для производства топливо, сырье, материалы и энергия учитываются по ценам, в которые могут быть включены затраты на транспортировку, хранение, доставку и т.п.;

- издержки на заработную плату вычисляются по формуле

$$И_{з.п.п.р} = И_{з.п.осн} + И_{з.п.доп} + И_{с.с},$$

где $И_{з.п.осн}$ — основная заработная плата производственных рабочих; $И_{з.п.доп}$ — дополнительная заработная плата производственных рабочих (оплата отпусков, командировок и т.п.); $И_{с.с}$ — отчисления в социальные фонды от основной и дополнительной заработной платы производственных рабочих по нормативам, установленным законодательством;

- издержки на содержание и эксплуатацию оборудования:

$$И_{с.э.о} = И_{ам}^{об} + И_{рем}^{об} + И_{в.м},$$

где $И_{ам}^{об}, И_{рем}^{об}$ — амортизация и ремонт оборудования, включая передаточные устройства, внутрицеховые транспортные средства; $И_{в.м}$ — издержки на вспомогательные материалы (смазочные и обтирочные материалы);

- издержки на подготовку и освоение производства $И_{п.о.п}$ включают затраты на пусконаладочные работы, проведение испытаний оборудо-

вания после окончания ремонтов, затраты в период освоения новой продукции;

- общецеховые издержки $И_{оц}$ включают затраты на амортизацию цеховых помещений, их содержание и эксплуатацию, затраты на управление цехом (заработная плата административно-управленческого персонала цеха, обслуживание технических средств управления и т.п.);
- общезаводские (общепроизводственные) издержки $И_{оз}$ включают затраты на управление производством, на обеспечение техники безопасности, пожаробезопасности, охрану труда и прочие расходы.

При группировке затрат по экономическим элементам в их состав входят следующие составляющие:

материальные издержки:

$$И_{м.з} = И_{с} + И_{п.и} + И_{пф} + И_{т} + И_{э} - И_{возв},$$

где $И_{м.з} = И_{с} + И_{п.и} + И_{пф}$ — стоимость сырья и материалов, покупных изделий, полуфабрикатов; $И_{т}, И_{э}, И_{возв}$ — стоимость топлива всех видов на любые цели, покупной энергии всех видов, возвратных отходов;

издержки на оплату труда учитывают все виды выплат:

$$И_{з.п} = И_{з.п.осн} + И_{з.п.доп} + И_{прем} + И_{надб},$$

где $И_{з.п.осн}, И_{з.п.доп}, И_{прем}, И_{надб}$ — основная заработная плата производственных рабочих, дополнительная заработная плата, премии за производственные результаты, надбавки и доплаты.

Отчисления на социальные нужды вычисляются от основной и дополнительной заработной платы производственных рабочих по нормативам, установленным законодательством;

амортизация основных фондов $И_{ам}$ рассчитывается по утвержденным нормам амортизации

$$И_{ам} = \sum_{i=1}^{n} (Н_{ам\,i} К_{i}),$$

где $Н_{ам\,i}$ — норма амортизации; $К_i$ — стоимость основных фондов; n — количество видов основных фондов;

издержки на ремонт составляют:

$$И_{ам} = k_{рем} К_{б},$$

где $k_{рем}$ — норматив отчислений в ремонтный фонд, устанавливаемый предприятиями самостоятельно; $К_{б}$ — балансовая стоимость основных производственных фондов.

Структура себестоимости характеризуется удельным весом составляющих затрат в суммарной себестоимости. Структура себестоимости для энергетических производств отличается от структуры себестоимости для промышленности и различна для отдельных типов энергетических установок. Так, в электроэнергетике наибольшие затраты приходятся на топливо, а в машиностроительном и металлургическом комплексах — на сырье и материалы, на ТЭС и котельной — на топливо, на предприятиях тепловых сетей — на амортизационные отчисления.

Для каждого типа производства структура зависит от мощности, типа оборудования и масштаба производства.

6.2. Классификация текущих затрат на производство

Затраты (издержки) на производство продукции классифицируются:

- ***по степени однородности***, когда затраты можно разделить на элементные и комплексные:

к *элементным* затратам $И_{элем}$ относятся однородные составляющие на топливо, воду, сырье, основную зарплату производственных рабочих;

комплексные затраты $И_{комп}$ (например, цеховые) включают разнородные элементы, такие, как амортизация здания, заработная плата управленческого персонала, расходы на энергию, освещение и др. Тогда общие затраты представляют собой сумму двух составляющих:

$$И = И_{элем} + И_{компл};$$

- ***по характеру зависимости от объема выпуска продукции*** можно выделить условно-постоянные и условно-переменные затраты:

условно-постоянные $И_{пост}$, не зависящие от объема произведенной продукции (содержание производственного персонала, амортизационные отчисления, общезаводские расходы);

условно-переменные $И_{пер}$ в основном пропорциональные объему продукции (затраты на сырье, топливо и т.п.):

$$И = И_{пост} + И_{перем} = И_{пост} + S_{пер}V;$$

здесь $S_{пер}$ — условные переменные расходы на единицу продукции; V — объем произведенной продукции.

Тогда себестоимость единицы продукции можно выразить формулой

$$\overline{s} = \frac{И_{пост}}{V} + S_{пер}, \text{ руб/ед. пр.}$$

С увеличением объема продукции постоянные расходы на единицу продукции снижаются, а переменные расходы предприятия образуют постоянную составляющую расходов на единицу продукции.

Характер снижения себестоимости зависит от соотношения условно-постоянных и условно-переменных затрат;

- ***по роли в процессе производства затраты подразделяются на основные и накладные:***

основные $И_{осн}$ — непосредственно связанные с процессом производства: затраты на сырье, материалы, топливо, заработную плату производственных рабочих;

накладные $И_{накл}$ — это расходы по обслуживанию и управлению основного производства — заработная плата административно-управленческого персонала, дополнительная заработная плата производственных рабочих, отчисления в фонд социального страхования, на охрану труда, внепроизводственные расходы.

$$И = И_{осн} + И_{накл}.$$

Такое деление на основные и накладные позволяет определить удельный вес накладных расходов, что необходимо при анализе затрат на производство продукции;

- ***по способу разнесения расходов на единицу продукции затраты бывают прямые и косвенные:***

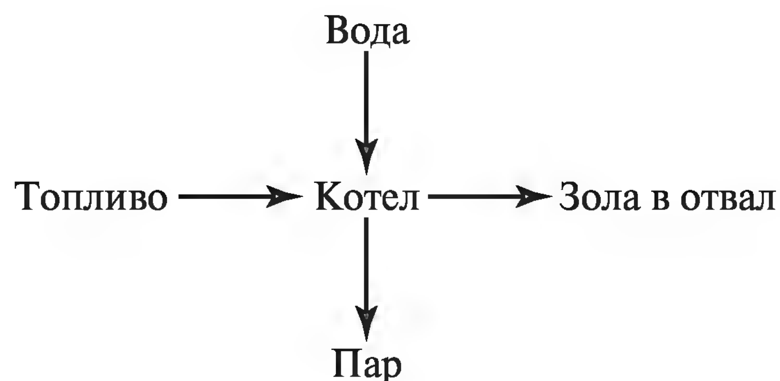
прямые $И_{прям}$ — затраты, которые могут быть отнесены непосредственно на данный вид продукции. Например, затраты на теплофикационное отделение ТЭЦ полностью относят на производство тепла или расходы на металл полностью относят на изделие из него;

косвенные $И_{косв}$ — затраты, которые не могут быть отнесены на конкретный вид продукции. Это затраты, которые являются общими для нескольких видов продукции. Например, затраты на тепло, используемое в мартеновской печи, работающей с котлом-утилизатором, или на промышленной ТЭЦ.

$$И = И_{прям} + И_{косв}.$$

На одноцелевых предприятиях (т.е. производящих один вид продукции) все расходы являются прямыми, на многоцелевых предприятиях основные затраты — косвенные.

Пример. 1. Если при производстве тепловой энергии зола (отходы) идет в отвал и больше в производстве не используется, то тогда все расходы (затраты на воду, топливо) на производство пара — прямые. В эти расходы также включаются и затраты на транспорт и эксплуатацию золоотвала:



2. Если производство комплексное: основное производство — пар, дополнительное — производство стройматериалов из золы, тогда к прямым затрата на производство пара относят затраты на воду, а затраты на транспорт золы — к прямым затратам на производство стройматериалов. Все остальные затраты (затраты на топливо) являются косвенными:



Косвенные затраты включаются в себестоимость отдельных видов продукции не прямо, а косвенно, в результате их распределения по какому-либо показателю. Разнесение косвенных (общих) затрат между видами продукции может осуществляться разными методами.

6.3. Методы разделения затрат по видам продукции

В теплоэнергетике широко развито комбинированное производство на базе комплексного использования топлива. В комплексных производствах одновременно на различных стадиях технологического процесса вырабатывается несколько видов продукции, различающихся как по физическим свойствам и параметрам, так и по степени эффективности процессов получения каждого вида продукции. При этом значительная часть затрат на производство — общая и должна быть распределена между всеми видами продукции.

В соответствии с действующими правилами бухгалтерского учета и Закона о налогообложении предприятие самостоятельно принимает решение о распределении общих затрат между видами продукции. Таким образом, предприятие может обеспечить повышение конкурентоспособности своей продукции.

Существует несколько методов распределения затрат по видам продукции.

1. *Принцип пропорционального количественного показателя* — физический метод (масса, объем, штуки).

Все расходы комбинированного производства принимаются такими, какими они были бы при раздельном производстве каждого из видов продукции.

Издержки при комбинированном производстве всегда меньше, чем при раздельном: $И_{комб} < И_{разд}$.

Годовой объем производства каждого вида продукции	Показатели, пропорционально которым распределяются затраты
V_1	λ_1
V_2	λ_2
V_n	λ_n
$И_к$	$\lambda_к$

где $И_к$ — суммарные затраты комбинированного производства;

$$\lambda_к = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \ ;$$

$И_1 = И_к \dfrac{\lambda_1}{\lambda_к}$; $И_i = И_к \dfrac{\lambda_i}{\lambda_к}$ — доля на каждое раздельное производство.

Себестоимость $\overline{s_i} = \dfrac{И_i}{V_i} = \dfrac{И_к \lambda_i}{V_i \lambda_к}$.

Пример. Теплоэлектроцентраль — это комбинированное производство электроэнергии и теплоэнергии. Для ТЭЦ наибольшими являются затраты по топливу, и поэтому метод состоит в распределении общего расхода топлива между производством теплоты и электрической энергии.

Этот способ разнесения затрат удобен и прост, но имеет некоторые недостатки, главный из которых — условность показателя, пропорционально которому производится разделение затрат.

2. *Принцип отключения затрат.* Из нескольких продуктов выделяется один — основной, а все остальные рассматриваются как побочные. Затраты на побочные продукты вычитают (отключают) из общих затрат по цене реализации или по себестоимости получения их в раздельном производстве. Остаток относят на основной продукт.

Пусть известны объемы производства, себестоимости и цены реализации всех видов продукции при раздельном производстве:

$$V_1, \overline{s}_1, Ц_1; \ \ V_2, \overline{s}_2, Ц_2; \ \ ...; \ V_n, \overline{s}_n, Ц_n .$$

Пусть первый продукт — основной вид продукции, тогда общие годовые издержки можно определить по формуле $И_1 = И_к - \sum_{i=2}^{n}(V_i \bar{s}_i)$ или $И_1 = И_к - \sum_{i=2}^{n}(V_i Ц_i)$, а себестоимость единицы основного вида продукции из выражения

$$\bar{s}_1 = \frac{И_1}{V_1},$$

где $И_к$, $И_1$ — общие затраты и затраты на основной продукт, руб/год; $\bar{s}_i$ — себестоимость *i*-го побочного продукта, руб/ед. пр.; $Ц_i$ — цена *i*-го побочного продукта.

При таком распределении все выгоды относятся на основной продукт, но у этого способа имеется ряд недостатков:

1) в отдельных случаях отнесение экономии к одному виду может привести к тому, что основной вид будет иметь нулевое или даже отрицательное значение себестоимости, например, вследствие высоких цен. Тогда этот способ не может быть использован;

2) в случае использования себестоимости для раздельного производства продукции в расчет вводится информация, относящаяся к другим производствам, что вызывает неопределенность в решении задач.

3. *Метод определения доли общих затрат пропорционально себестоимости продукции* в условиях раздельного производства.

Пусть известны объемы $V_1, V_2,\ldots,V_n$; себестоимости $\bar{s}_1, \bar{s}_2, ..., \bar{s}_n$ и общие затраты $И_к$ на производство всех видов продукции.

$$\sum(V_i \bar{s}_i) > И_к.$$

Общие эксплуатационные издержки в комбинированном производстве меньше, чем сумма эксплутационных издержек на получение продуктов $V_1, V_2,\ldots,V_i$ в раздельном производстве с удельной себестоимостью $\bar{s}_i$ единицы продукции каждого вида $\sum(V_i \bar{s}_i) > И_к$. Соотношение этих величин оценивается коэффициентом $\alpha = \frac{И_к}{\sum(V_i \bar{s}_i)} < 1$.

Этот коэффициент используется как понижающий для определения издержек каждого вида продукции комбинированного производства

$$\bar{s}_i^{к} = \alpha S_i = \frac{И_к}{\sum(V_i \bar{s}_i)} \bar{s}_i,$$

где $\overline{s}_i^{\text{к}}$ — себестоимость единицы продукции при комбинированном производстве.

4. *Ценовый метод.* При данном методе определение доли общих затрат осуществляется пропорционально цене продукции в условиях раздельного производства по аналогии с предыдущим методом.

5. *Метод электрических эквивалентов.* При распределении затрат по этому методу рассчитывается доля каждого вида энергии в общем объеме производства. Для сопоставимости все виды мощности и энергии выражаются в единицах электроэнергии, т.е. в киловаттах или киловатт-часах. Используются различные коэффициенты распределения: для условно-постоянных и условно-переменных затрат. Условно-постоянные затраты определяются составом оборудования энергопредприятия, его суммарной установленной мощностью. Этот метод применяется в упрощенном виде, когда все виды затрат распределяются пропорционально количеству энергии, без учета их зависимости от режимов работы оборудования.

Коэффициент условно-постоянных затрат по видам продукции определяется соотношениями:

$$m_{\text{э}}^{\text{пост}} = \frac{N_{\text{э}}}{N_{\Sigma}}; \quad m_{\text{т.э}}^{\text{пост}} = \frac{N_{\text{т.э}}}{N_{\Sigma}},$$

где $N_{\text{э}}$ — электрическая мощность оборудования; $N_{\text{т.э}}$ — электрический эквивалент мощности отборов пара на внешнее теплоснабжение $N_{\text{т.э}} = 0{,}278\,Q_{\text{ч}}$; $N_{\Sigma} = N_{\text{э}} + N_{\text{т.э}}$ — суммарная мощность по отборам пара и электроэнергии, МВт; $Q_{\text{ч}}$ — суммарная максимальная часовая нагрузка по теплоте на внешнее теплоснабжение, ГДж/ч.

Условно-постоянные затраты распределяются следующим образом. На электроэнергию относятся затраты: на заработную плату $И_{\text{э}}^{\text{з.п}} = И_{\text{з.п}} m_{\text{э}}^{\text{пост}}$, амортизацию $И_{\text{э}}^{\text{ам}} = И_{\text{ам}} m_{\text{э}}^{\text{пост}}$, на ремонт и пр.

$$И_{\text{э}}^{\text{пост}} = И_{\text{пост}} m_{\text{э}}^{\text{пост}}.$$

Аналогичный расчет производится по теплоте.

К условно-переменным затратам относятся топливные затраты, которые распределяются пропорционально количеству производимой за год энергии:

$$И_{\text{э}}^{\text{т}} = И_{\text{т}} \frac{Э_{\text{г}}}{W_{\Sigma}},$$

где $W_\Sigma = Э_г + W_{т.э}$ — эквивалент суммарной годовой энергии; $W_{т.э} = 0,278\ Q_{отп}$.

Затраты на топливо для производства тепла и электроэнергии

$$И^т_{т.э} = И_т \frac{W_{т.э}}{W_\Sigma}; \quad И^т_э = И_т \frac{Э_г}{W_\Sigma}.$$

Себестоимость выработанной единицы электрической энергии и тепла:

$$\bar{s}^{выр}_{э.э} = \frac{\Sigma И_э}{Э_г} = \frac{И^{пост}_э + И^т_э}{Э_г}; \quad \bar{s}^{выр}_{т.э} = \frac{\Sigma И_т}{Q_г} = \frac{И^{пост}_{т.э} + И^т_{т.э}}{Q_г}.$$

Себестоимость электроэнергии и тепла, отпущенных потребителю:

$$\bar{s}^{отп}_{э.э} = \frac{\sum И_э}{Э_г - Э_{с.н}}; \quad \bar{s}_{т.э} = \frac{\Sigma И_{т.э}}{Q_{отп}} = \frac{И^{пост}_{т.э} + И^т_{т.э}}{Q_{отп}},$$

где $Э_г$ — годовая выработка электроэнергии, кВт·ч/год; $Э_{с.н}$ — расход электроэнергии на собственные нужды, кВт·ч/год; $Q_{отп}$ — годовое количество отпущенной тепловой энергии, ГДж/год; $И_э$ — издержки на выработку электроэнергии, млн руб/год; $И_{т.э}$ — издержки на выработку теплоэнергии, млн руб/год.

6. *Эксергетический метод* определяет доли общих затрат пропорционально доле эксергии, затраченной на получение каждого вида продукта. При эксергетическом методе учитываются и количественные, и качественные показатели различных видов продукта, так как значение эксергии связано с составом продукта, его давлением, температурой и агрегатным состоянием.

Этот метод используется для производств, в которых основными являются энергетические затраты на процесс и продукцией являются либо виды энергии (теплота, электрическая энергия), либо виды энергоносителей (пар, сжатый воздух, кислород), для которых можно определить значение эксергии.

6.4. Затраты на производство энергетической продукции

Все затраты энергопредприятия на производство и реализацию энергетической продукции, выраженные в денежной форме, составляют себестоимость этой продукции.

Годовые затраты (руб/год) на производство энергетической продукции при расчете по экономическим элементам можно определить формулой

$$И = И_{т} + И_{э} + И_{в.м} + И_{усл} + И_{ам} + И_{з.п} + И_{рем} + И_{о} + И_{пр},$$

где $И_{т}$ — издержки на топливо; $И_{э}$ — расходы на потребляемую энергию; $И_{в.м}$ — издержки на вспомогательные материалы и приобретаемую со стороны воду; $И_{усл}$ — издержки на услуги своих вспомогательных производств и услуги внешних организаций; $И_{ам}$ — амортизационные отчисления; $И_{з.п}$ — издержки на заработную плату; $И_{рем}$ — издержки на ремонт; $И_{о}$ — общепроизводственные издержки (заработная плата административно-управленческого персонала, охрана предприятия и др.); $И_{пр}$ — прочие издержки (расходы по охране труда, на спецодежду, отопление, освещение производственных зданий).

При укрупненных расчетах себестоимости ряд статей, имеющих небольшой удельный вес, можно объединить в одну статью — прочие суммарные расходы. Тогда можно записать, руб/год:

$$И = И_{т} + И_{ам} + И_{з.п} + И_{рем} + И_{пр},$$

где $И_{т}$ — издержки на топливо; $И_{ам}$ — амортизационные отчисления; $И_{рем}$ — издержки на ремонт; $И_{з.п}$ — издержки на заработную плату; $И_{пр}$ — прочие издержки.

Рассмотрим расчет каждого из элементов.

1. ***Топливная составляющая.*** Это основной элемент затрат для тепловой станции, промышленной котельной, который составляет 50…80 % суммы затрат на производство электрической энергии и тепла. Данный вид затрат рассчитывается по формуле, руб/год:

$$И_{т} = В_{т}\left(1 + \frac{\alpha_{п}}{100}\right)Ц_{т},$$

где $В_{т}$ — годовой расход натурального топлива; $Ц_{т}$ — цена натурального топлива; $\alpha_{п}$ — потери топлива при транспортировке (для твердого топлива $\alpha_{п} = 0{,}5$ %, для всех остальных $\alpha_{п} = 0$).

Потери твердого топлива включают: механические потери, зависящие от количества перегрузок топлива и химические потери, которые

приводят к ухудшению качества топлива — озолению топлива в результате самовозгорания, нагрева, возникающего вследствие процесса окисления топлива.

2. ***Издержки на амортизацию*** можно определить из выражения

$$И_{ам} = Н_{ам} К,$$

где $Н_{ам}$ — норма амортизационных отчислений, %; К — капиталовложения, млн руб.

С учетом структуры основных средств и срока службы оборудования определяется комплексная норма амортизационных отчислений. Для укрупненных расчетов $Н_{ам}$ учитывается для всего предприятия, а не для каждого элемента в отдельности.

3. ***Издержки на ремонт*** основных средств энергопредприятий (зданий, сооружений, оборудования, хозяйственного инвентаря и пр.) включают стоимость материалов для ремонта и используемых запасных частей, заработную плату (основную и дополнительную) и начисления в фонд социального страхования ремонтного персонала, стоимость услуг сторонних ремонтных организаций, своих вспомогательных производств. При укрупненных расчетах расходы на ремонт принимаются в долях от балансовой стоимости основных фондов, руб/год:

$$И_{рем} = \beta_{рем} К,$$

где $\beta_{рем}$ — доля отчислений в ремонтный фонд, %; К — балансовая стоимость основных фондов (капиталовложения), млн руб.

4. ***Издержки на заработную плату*** определяются исходя из среднегодового фонда оплаты труда персонала с учетом ЕСН, млн руб/год:

$$И_{з.п} = n_{шт} Ф(1 + \alpha_{соц});$$

$$n_{шт} = \overline{n}_{эксп} N_{уст},$$

где $n_{шт}$ — численность эксплуатационного персонала, определяема на основе штатного коэффициента и установленной мощности станции; $\overline{n}_{эксп}$ — штатный коэффициент, удельная численность персонала, т.е. количество человек, приходящееся на единицу установленной мощности, чел/(тыс. кВт·ч); Ф — годовой фонд оплаты труда, млн руб.; $\alpha_{соц}$ — Единый социальный налог, %; $N_{уст}$ — установленная мощность оборудования, МВт.

6. ***Прочие издержки*** зависят от мощности электростанции и численности персонала. Поэтому прочие расходы могут быть определены для приближенных расчетов в долях от условно-постоянных затрат. Можно принять, что

$$И_{пр} = (0,2 \ldots 0,3)(И_{ам} + И_{рем} + И_{з.п}).$$

Этот метод расчета применяется на КЭС. У теплоэлектроцентрали есть особенности, которые связаны с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Для теплоэлектроцентрали полагается, что на получение тепла из отборов турбин затрачивается такое же количество энергии, как и при отпуске теплоты непосредственно из котла. Возможно распределение и по фазам производства.

6.5. Особенности расчета себестоимости электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентрали

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) представляет собой комбинированное производство, выпускающее несколько видов продукции (электроэнергию, теплоту различных параметров, пар для промышленных потребителей) на базе комплексного использования топлива. В связи с этим необходимо определить себестоимость каждого вида продукта. Возникает задача распределения затрат между видами продукции. Распределению подлежат косвенные затраты, т.е. общие для нескольких видов продукции. На ТЭЦ косвенными затратами являются основные производственные затраты. Это топливные затраты $И_т$, затраты на воду $И_в$, затраты на заработную плату $И_{з.п}$, затраты на амортизацию $И_{ам}$, затраты на ремонт $И_{рем}$, общехозяйственные $И_{обх}$, прочие $И_{пр}$. Не подлежат распределению прямые затраты, связанные только с производством конкретного вида продукции, например затраты по пиковой котельной, электрическому цеху, установке переработки шлаков. Они относятся к данному виду продукции.

Существует ряд методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Это физический, или балансовый, метод, метод «отключений», метод электрических эквивалентов и др. Наиболее часто на практике применяется физический метод.

В основу этого метода положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. При этом полагается, что на получение

тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов. Таким образом, расход топлива, относимый на производство теплоты по физическому методу, составит:

$$B_{\text{т.э}} = Q_{\text{отп}} / (Q_{\text{р}}^{\text{н}}\ \eta_{\text{к}}^{\text{н}}\ \eta_{\text{б}}^{\text{н}}\ \eta_{\text{т.о}}^{\text{н}}),$$

где $Q_{\text{отп}}$ — годовой отпуск теплоты из отборов турбин, ГДж/год; $\eta_{\text{к}}^{\text{н}}$, $\eta_{\text{б}}^{\text{н}}$, $\eta_{\text{т.о}}^{\text{н}}$ — КПД нетто котельного цеха, бойлерной, теплофикационного отделения; $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания топлива.

Годовой расход топлива $B_{\text{г}}$ в условном исчислении, т/год, определяется по топливным характеристикам для каждого типа турбоагрегата и ТЭЦ в целом по формуле

$$B_{\text{г}\,i} = \alpha_i h_{\text{р}} + \gamma_{\text{т}\,i} D_{\text{г.т}\,i} + \gamma_{\text{п}\,i} D_{\text{г.п}\,i} + \beta_i Э_{\text{г}\,i},$$

$$B_{\text{г}} = \sum B_{\text{г}\,i},$$

где α_i, $\gamma_{\text{п}\,i}$, $\gamma_{\text{т}\,i}$, β_i — коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата; $h_{\text{р}}$ — число часов работы турбоагрегата (7700… 8000 ч/год); $D_{\text{г.т}\,i}$, $D_{\text{г.п}\,i}$ — годовые отборы пара отопительных и производственных параметров, т/год; $Э_{\text{г}\,i}$ — годовая выработка электроэнергии турбоагрегатом, МВт·ч/год.

При известных параметрах отборов для оценочных расчетов могут применяться следующие соотношения для распределения условного топлива, относимого на производство тепловой и электрической энергии, т/год:

$$B_{\text{т.э}} = 0{,}088 D_{\text{г.т}} + 0{,}102 D_{\text{г.п}};$$

$$B_{\text{э.э}} = B_{\text{г}} - B_{\text{т.э}},$$

где $B_{\text{т.э}}$, $B_{\text{э.э}}$ — расходы условного топлива, отнесенные на производство теплоты и электроэнергии; $D_{\text{г.т}}$, $D_{\text{г.п}}$ — годовые отборы пара отопительных и производственных параметров; 0,088 и 0,102 — коэффициенты, зависящие от параметров отборов пара и КПД.

Удельные расходы топлива брутто в условном исчислении находятся по выражениям:

для электроэнергии, г/(кВт·ч),

$$b_{\text{э}} = B_{\text{э.э}} / Э_{\text{г}};$$

для теплоэнергии, кг/ГДж,

$$b_{\text{э.э}} = B_{\text{т.э}} / Q_{\text{отп}}.$$

Однако в этом случае весь расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ отнесен на производство электроэнергии и поэтому коли-

чество топлива, отнесенное на отпуск теплоты, несколько занижено. Следовательно, необходимо распределить этот расход электроэнергии между видами продукции. Расход электроэнергии на собственные нужды распределяется между видами энергетической продукции в соответствии со следующими соотношениями:

$$Э_{с.н}^{э.э} = Э_{ц.н} + (Э_{п.эн} + Э_{тд.у} + Э_{тпр} + Э_{гзу} + Э_{пр}) B_{э.э} / B_{г};$$

$$Э_{с.н}^{т.э} = Э_{сет} + (Э_{п.эн} + Э_{тд.у} + Э_{тпр} + Э_{гзу} + Э_{пр}) B_{т.э} / B_{г},$$

где $Э_{ц.н}$ — расход электроэнергии на циркуляционные насосы; $Э_{сет}$ — то же на сетевые насосы; $Э_{п.эн}$ — то же на питательные электронасосы; $Э_{тд.у}$ — то же на тягодутьевые устройства; $Э_{тпр}$ — на топливоприготовление; $Э_{гзу}$ — на гидрозолоудаление; $Э_{пр}$ — на прочие нужды.

Удельные расходы топлива нетто в условном исчислении находятся по выражениям:

для электроэнергии, г/(кВт·ч),

$$b_{э}^{н} = B_{э.э} / Э_{г} - Э_{с.н}^{ээ};$$

для теплоэнергии, кг/ГДж,

$$b_{т.э}^{н} = B_{т.э} + b_{э}^{н} Э_{с.н}^{т.э} / Q_{отп}.$$

Годовые расходы топлива с учетом распределения электроэнергии на собственные нужды, относимые на виды продукции, составят:

на теплоэлектроснабжение внешних потребителей, т/год,

$$B'_{т.э} = b_{т.э}^{н} Q_{отп};$$

на электроэнергию, т/год,

$$B'_{э.э} = B_{г} - B_{т.э}.$$

Коэффициенты полезного действия по отпуску тепла от ТЭЦ и по отпуску электроэнергии с шин ТЭЦ определяются по выражениям, %:

$$КПД_{т.э} = (34{,}2 / b_{т.э}^{н})100;$$

$$КПД_{э} = (123 / b_{э}^{н})100.$$

Абсолютные величины статей затрат по ТЭЦ необходимо распределить между двумя видами продукции: электроэнергией и теплотой. Сначала статьи затрат распределяются по фазам (стадиям) производства. Выделяют три стадии, которые включают:

1) цеха топливно-транспортный, парогенераторный, химический и цех теплового контроля;

2) все затраты, связанные с производством электроэнергии по турбинному и электромеханическому цехам;

3) общестанционные расходы.

Для распределения элементов затрат по фазам производства приняты следующие соотношения:

- издержки по топливно-транспортному и котельным цехам, руб/год,

$$И_{тт.к} = И_{т} + 0{,}5И_{ам} + 0{,}5И_{рем} + 0{,}35И_{з.п};$$

- издержки по электрическому и турбинному цехам, руб/год,

$$И_{э.ц} = 0{,}45И_{ам} + 0{,}45И_{рем} + 0{,}35И_{з.п};$$

- общестанционные издержки, руб/год,

$$И_{ос} = 0{,}05И_{ам} + 0{,}05И_{рем} + 0{,}3И_{з.п} + И_{пр}.$$

По каждому цеху затраты распределяются между теплотой и электроэнергией, а затем суммируются по каждому виду энергии. Формулы для определения этих составляющих представлены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Распределение затрат между видами энергии по цехам

Издержки по каждому цеху	Электроэнергия	Тепловая энергия
$И_{тт.к}$	$И^{э.э}_{тт.к} = И_{тт.к}\dfrac{B'_{э.э}}{B_{тэц}}$	$И^{т.э}_{тт.к} = И_{тт.к} - И^{э.э}_{тт.к}$
$И_{э.ц}$	$И^{э.э}_{э.ц} = И_{э.ц}$	$И^{т.э}_{э.ц} = 0$
$И_{ос}$	$И^{э.э}_{ос} = И_{ос}\dfrac{И^{э.э}_{тт.к} + И^{э.э}_{э.ц}}{И_{тт.к} + И_{э.ц}}$	$И^{т.э}_{ос} = И_{ос} - И^{э.э}_{ос}$
Итого	$И_{э.э}$	$И_{т.э}$

Себестоимость отпущенного 1 кВт·ч электроэнергии и отпущенного 1 ГДж теплоты вычисляется в соответствии с соотношениями:

$$\overline{s}_{э.э} = \frac{И_{э.э}}{Э_{г} - Э_{с.н}}; \quad \overline{s}_{э.э} = \frac{И_{т.э}}{Q_{отп}}.$$

Статьи затрат распределяются между видами продукции следующим образом: затраты на топливо — пропорционально расходу топлива на отпуск каждого вида энергии

$$И^{т}_{т.э} = \frac{И_{т.э}B'_{т.э}}{B_{г}}; \quad И^{т}_{э.э} = \frac{И_{э}B'_{э}}{B_{г}}.$$

Все остальные элементы затрат распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты ТЭЦ за вычетом затрат на топливо. Учитывается это коэффициентом распределения $k^{р}$, который показывает, какую часть расходов следует относить на каждый вид про-

дукции. Так, на электроэнергию относится часть, определяемая выражением

$$k^{р}_{э.э} = (И_{э.э} - И^{т}_{э.э})/(И - И_{т}) .$$

Следовательно, издержки на электроэнергию включают заработную плату $И^{з.п}_{э.э} = И_{з.п} k^{р}_{э.э}$; затраты на амортизацию $И^{ам}_{э.э} = И_{ам} k^{р}_{э.э}$ и т.п.

Аналогично могут быть определены другие элементы себестоимости электроэнергии и теплоты.

6.6. Себестоимость транспорта пара и горячей воды

Себестоимость транспорта пара и горячей воды складывается из амортизационных отчислений, издержек на ремонт, издержек на перекачку теплоносителя, расходов на покрытие потерь теплоты и заработную плату обслуживающего персонала:

$$И_{т.с} = И_{ам} + И_{т.р} + И_{п.т} + И_{п.п} + И_{з.п} + И_{пр} ,$$

где $И_{ам}$ — амортизация тепловых сетей и оборудования тепловых пунктов; $И_{т.р}$ — издержки на текущий ремонт; $И_{п.т}$ — издержки на перекачку теплоносителя; $И_{п.п}$ — издержки на покрытие потерь тепла; $И_{з.п}$ — издержки на заработную плату; $И_{пр}$ — прочие издержки.

Отдельные составляющие могут быть определены следующим образом.

Амортизация тепловых сетей и оборудования тепловых пунктов рассчитывается по формуле

$$И_{ам} = Н_{ам} К_{т.с} ,$$

где $К_{т.с} = [\bar{К} LD] C_{р}$ — капитальные вложения в тепловые сети; LD — длина и диаметр тепловой сети; $\bar{К}$ — удельные капитальные вложения на единицу характеристики тепловой сети.

Издержки на перекачку теплоносителей $И_{п.т}$ определяются по выражению

$$И_{п.т} = ЭЦ_{э} ,$$

где Э — количество электроэнергии, затраченной на перекачку, кВт·ч; $Ц_{э}$ — цена электроэнергии, коп/(кВт·ч).

Издержки на покрытие потерь тепла $И_{п.п}$ можно определить по формуле

$$И_{п.п} = Q_п \overline{s}_т ,$$

где $Q_п$ — потери теплоты в тепловых сетях, ГДж; $\overline{s}_т$ — себестоимость теплоты, поступающей в тепловую сеть, коп/(кВт·ч), которую можно рассчитать по выражению

$$\overline{s}_{т.с} = \frac{И_{т.с}}{Q_т \tau_м} ,$$

где $Q_т$ — количество теплоты, ГДж; $\tau_м$ — годовое число использования тепловой сети.

6.7. Затраты на производство теплоэнергетического оборудования

Полная себестоимость калькуляционной единицы продукции в условиях машиностроения представляет собой сумму издержек на ее производство и сбыт:

$$И_п = И_{м.з} + И_{з.п}^{осн} + И_{з.п}^{доп} + И_{с.с} + И_{с.э.о} + И_{п.о} + И_ц + И_{оз} + И_{вп} ,$$

где $И_{м.з}$ — материальные издержки; $И_{з.п}^{осн}$ — основная заработная плата производственных рабочих; $И_{з.п}^{доп}$ — дополнительная оплата труда производственных рабочих; $И_{с.с}$ — начисления на социальное страхование от фонда оплаты труда производственных рабочих; $И_{с.э.о}$ — издержки на обслуживание и содержание оборудования; $И_{п.о}$ — издержки на подготовку и освоение производства; $И_ц$ — цеховые издержки; $И_{оз}$ — общезаводские затраты; $И_{вп}$ — внепроизводственные издержки.

Материальные издержки можно определить как сумму затрат:

$$И_{м.з} = И_м - И_{отх} + И_{пф} + И_{п.и} ,$$

где $И_м$ — издержки на материалы; $И_{отх}$ — стоимость отходов материалов; $И_{пф}$ — стоимость полуфабрикатов; $И_{п.и}$ — стоимость покупных изделий.

В свою очередь, затраты на материалы определяются формулой

$$И_м = V \sum_{i=1}^{n} \frac{G_i Ц_i}{\alpha_{и.м\, i}} ,$$

где G_i — расход материала на единицу продукции; $\alpha_{\text{и.м}\,i}$ — коэффициент использования i-го материала; V — объем производства продукции; $Ц_i$ — цена i-го материала.

Стоимость отходов можно определить из выражения

$$И_{\text{отх}} = V\sum_{i=1}^{n} G_i \frac{1-\alpha_{\text{и.м}\,i}}{\alpha_{\text{и.м}\,i}} Ц_{\text{отх}\,i},$$

где $Ц_{\text{отх}\,i}$ — цена отхода i-го материала.

Основная заработная плата производственных рабочих может быть определена по формулам:

$$И_{\text{з.п}}^{\text{осн}} = \overline{S}_{\text{з.п}}^{\text{осн}} V;$$

$$\overline{s}_{\text{з.п}}^{\text{осн}} = \overline{s}_{\text{з.п.ср}} Т_{\text{р}},$$

где $\overline{s}_{\text{з.п}}^{\text{осн}}$ — заработная плата рабочих, относящаяся к одному изделию; V — объем производства в натуральном выражении; $Т_{\text{р}}$ — трудоемкость изготовления одного изделия; $\overline{s}_{\text{з.п.ср}}$ — среднечасовая тарифная ставка рабочего.

Дополнительная заработная плата устанавливается в соответствии с законодательством РФ. Как плата за неотработанное время. Она включает оплату отпусков, дополнительного времени отдыха кормящих матерей и работников других категорий, определенных Кодексом законов о труде РФ и начисляется в процентах к основной заработной плате:

$$И_{\text{з.п}}^{\text{доп}} = И_{\text{з.п}}^{\text{осн}} \alpha_q,$$

где α_q — коэффициент, учитывающий дополнительную зарплату ($\alpha_q = 0{,}15\ldots0{,}2$).

Отчисления на социальное страхование:

$$И_{\text{с.с}} = \alpha_{\text{соц}}(И_{\text{з.п}}^{\text{осн}} + И_{\text{з.п}}^{\text{доп}}),$$

где $\alpha_{\text{соц}}$ — коэффициент, учитывающий ставку Единого социального налога и страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования включают:

а) издержки на амортизацию оборудования

$$И_{\text{ам}} = Н_{\text{ам}}^{\text{об}} К_{\text{об}} + Н_{\text{ам}} К_{\text{в.и}},$$

где $Н_{ам}^{об}, Н_{ам}$ — нормы амортизации оборудования и дополнительных изделий, %; $К_{об}$, $К_{д.и}$ — балансовая стоимость оборудования и дополнительных изделий;

б) издержки на ремонты оборудования включают стоимость запчастей и зарплату рабочих с начислениями;

в) издержки на обслуживание оборудования

$$И_{обс} = И_{об} Ф \, \alpha_{соц},$$

где Ф — фонд заработной платы обслуживающего персонала; $\alpha_{соц}$ — доля отчислений на социальное страхование;

г) издержки на вспомогательные материалы определяются в долях затрат на обслуживание:

$$И_{в.м} = \alpha_{в.м} И_{обс},$$

где $\alpha_{в.м}$ — доля отчислений на вспомогательные материалы;

д) издержки на энергию определяются на основе количества потребляемой энергии и тарифов;

е) прочие издержки определяются в процентах суммы всех статей, кроме материалов.

Издержки на подготовку и освоение включают затраты на подготовку к производству новых видов продукции и проведение испытаний.

Для упрощенных расчетов цеховые затраты можно рассчитать, используя коэффициент цеховых затрат, %:

$$\alpha_{ц} = \frac{И_{ц}}{И_{з.п}^{осн}} 100 .$$

Цеховые затраты включают затраты на заработную плату цехового персонала с начислениями, амортизационные отчисления по цеховому оборудованию и др.

Внепроизводственные затраты:

$$И_{вп} = И_{оз}(1 + \alpha_{вп}),$$

где $\alpha_{вп}$ — коэффициент внепроизводственных расходов, равный отношению всех внепроизводственных расходов предприятия к заводской себестоимости продукции; $И_{оз}$ —- общезаводские затраты.

6.8. Факторы снижения себестоимости энергетической продукции

Снижение себестоимости является основным источником повышения рентабельности производства. Это особенно важно в условиях регулируемого рынка.

Для снижения себестоимости могут быть проведены следующие мероприятия:

- реконструктивного характера (совершенствование);
- режимного характера (выбор более выгодного состава оборудования, установление более выгодного распределения нагрузки между работающими энергогенерирующими агрегатами);
- энергосберегающего характера, направленные на использование теплоты уходящих газов, отработанного пара и др.;
- направленные на снижение потерь:

  а) топлива при хранении и транспортировке,

  б) энергетической продукции при передачи ее потребителю и расходуемой на собственные нужды,

  в) материалов и масел;
- организационно-технического характера — механизация и автоматизация производственных процессов и ремонтных работ, укрупнение и объединение мелких административно-управленческих отделов.

В условиях проектирования факторами снижения себестоимости могут быть :

1) повышение единичной мощности энергогенерирующего оборудования и предприятия в целом;

2) применение безотходных производств;

3) применение комбинированных энергетических и энерготехнологических установок;

4) разработка рациональных схем топливо- и энергоснабжения, включая использование возобновляемых энергетических ресурсов;

5) рациональная организация строительства, включающая сокращение сроков строительства, использование местных строительных материалов.

Целесообразность проведения этих мероприятий должна быть установлена на основе технико-экономических расчетов.

Вопросы для повторения

1. Охарактеризуйте понятие себестоимости продукции, ее состав и структуру.
2. Приведите классификацию затрат на производство продукции.
3. Перечислите условно-постоянные издержки энергетических объектов.
4. Укажите способы распределения затрат, применяемые в многоцелевых производствах.
5. Назовите принципы разделения затрат на промышленной ТЭЦ между различными видами энергетической продукции.
6. Назовите пути снижения себестоимости продукции.

Глава 7
ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ

7.1. Основы ценообразования в энергетической отрасли

Цена — это фундаментальная экономическая категория, которая представляет собой денежное выражение стоимости единицы товара, т.е. это количество денег, за которое продавец согласен продать, а покупатель купить товар.

Ценообразование — процесс формирования цен на товары, характеризуемый методами, способами установления цен. Различают две основные системы ценообразования: рыночное ценообразование на основе взаимодействия спроса и предложения и централизованное государственное ценообразование на основе назначения цен государственными органами. Характер взаимодействия спроса и предложения определяется типом модели рыночных отношений. В энергетической отрасли используются оба способа ценообразования.

В электроэнергетической отрасли функционирует система энергорынков. Она включает потребительский, оптовый (ФОРЭМ) и организованный конкурентный рынки.

На потребительском и оптовом энергорынках ценообразование осуществляется в форме тарифного регулирования специальными государственными органами: Региональными энергетическими комиссиями (РЭК) и Федеральной энергетической комиссией (ФЭК). На конкурентном рынке ценообразование осуществляется под воздействием ценовой конкуренции, в результате чего устанавливается равновесная цена.

Реализация тепловой энергии осуществляется через потребительский и локальный рынки. Оба рынка регулируются Региональными энергетическими комиссиями.

Цены на энергетическую продукцию называют тарифами (по аналогии с отраслями, оказывающими услуги производственного характера: связь и транспорт). Тарифы, или тарифные ставки, устанавливаются дифференцированно по видам потребителей (население, сельское хозяйство, промышленность, общественные организации) и в зависимости от режима энергопотребления.

Понятие цены и тарифа на продукцию энергохозяйства промышленного предприятия возникает только в тех случаях, когда эта продукция продается на сторону, т.е. внешним потребителям или заводским потребителям внутри завода при внутризаводском коммерческом расчете.

В большинстве случаев промышленная энергетика является частью промышленных предприятий и служит для энергообеспечения производства. При этом для энергоносителей: пар, горячая вода, электроэнергия — либо устанавливаются внутренние, так называемые трансфертные цены, либо отпуск энергии технологическим цехам оценивается по себестоимости.

Поскольку промышленные предприятия устанавливают цену на конечную продукцию, прибыль формируется на уровне предприятия с последующим распределением между технологическими, энергетическими и другими подразделениями.

Ценообразование на энергетическую продукцию, как и на любую другую, происходит по определенным экономическим законам, действительным и для промышленной энергетики. Любой производитель должен получить за свою продукцию денежную сумму, необходимую для покрытия издержек производства и получения минимальной прибыли — для замены оборудования, развития производства и т.п. Тогда цена на продукцию энергохозяйства промышленного предприятия, называемая ценой производства Ц, руб/ед. пр., может быть представлена как сумма себестоимости $\overline{s}$ и минимальной (нормативной) прибыли $П_н$:

$$Ц = \overline{s} + П_н .$$

В простейших случаях внутризаводского коммерческого расчета энергетики устанавливают именно такую минимальную цену на энергию и энергетические услуги.

Когда промышленная энергетика выходит на внешний рынок (оказание ремонтных услуг, продажа газа в баллонах и т.п.), то вступают в силу экономические законы спроса и предложения.

Если продается один вид энергии, то цена на нее определяется по формуле

$$Т_в = \frac{И - Э_з Т_з - Э_б Т_б}{Э_г} + П_р ,$$

где $Т_в$ — цена энергии для внешних потребителей, руб/ед. энергии; И — годовые издержки энергохозяйства предприятия при производстве данного вида энергии, руб/год; $Э_з$ — количество энергии, отпускаемое заводским потребителям по цене $Т_з$; $Т_з$ — тариф внутризаводской, который устанавливается исходя из минимальной прибыли; $Э_б$ — количество энергии, отпускаемое бюджетным и коммунально-бытовым потре-

бителям по цене $Т_б$; $П_р$ — расчетная прибыль; $Э_г$ — годовое количество энергии, произведенной промышленным предприятием.

В случае получения энергии от энергосистемы промышленное предприятие покупает ее по регулируемым государственным ценам. При установлении цен на энергетическую продукцию нужно учитывать особенности энергетического производства:

1) себестоимость продукции меняется под влиянием изменения структуры генерирующих мощностей и используемых энергоресурсов. Это вызывает необходимость установления дифференцированных цен по районам и регионам для обеспечения нормальных уровней рентабельности;

2) себестоимость единицы энергетической продукции зависит от момента времени ее производства. Это связано с тем, что в зависимости от режима потребления в энергосистеме необходима различная установленная мощность оборудования, а следовательно, и различные эксплуатационные расходы.

В соответствии с этим тарифы и цены на энергию для потребителей, имеющих разный режим работы, следует устанавливать различными.

Себестоимость электрической энергии состоит из постоянных и переменных расходов:

- распределение переменных расходов между потребителями производится пропорционально количеству потребленной энергии;
- распределение между потребителями постоянных расходов, не зависящих от выработки энергии, распределяется по показателю, отражающему участие этих потребителей в образовании максимума нагрузки энергосистемы. Однако учет нагрузки каждого потребителя на момент максимума нагрузки возможен только для крупных потребителей с присоединенной мощностью более 750 кВ·А.

Присоединенная мощность — это сумма мощностей всех потребительских трансформаторов и аппаратов, получающих электроэнергию непосредственно из сети энергосистемы. Для этих потребителей показателем распределения постоянных расходов принимается заявленная мощность, представляющая собой наибольшую получасовую мощность в киловаттах, отпускаемую потребителю в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы.

Тариф на электроэнергию, который устанавливается в соответствии с характером образования себестоимости (постоянные и переменные расходы), называется *двухставочным тарифом*:

$$Т_э = Т_о P_м + Т_д Э_г ,$$

где $Т_о$ — основной тариф (ставка за мощность, руб/кВт) за 1 кВт заявленной мощности; $P_м$ — заявленная мощность, кВт; $Т_д$ — дополнительный тариф (ставка за единицу потребленной энергии), руб/(кВт·ч), $Э_г$ — объем потребляемой за год электроэнергии, кВт·ч.

Применение двухставочного тарифа, во-первых, обеспечивает покрытие условно-постоянных расходов производителей электроэнергии, во-вторых, стимулируется сглаживание графика нагрузки потребителей.

Уплотнение графика электрической нагрузки потребителей приводит к повышению числа часов использования генерирующего оборудования и надежности электроснабжения за счет роста эксплутационного резерва, к снижению себестоимости производства энергии за счет уменьшения условно-постоянной составляющей, вследствие чего происходит снижение среднего тарифа за потребленную электроэнергию. Это легко видеть из анализа формулы двухставочного тарифа:

$$Т_{ср} = \frac{Т_о Р_м}{Э_г} + Т_д = Т_о / h_{max} + Т_д,$$

где $Э_г = P_м h_{max}$; h_{max} — число часов использования заявленной мощности; $Т_д$ — ставка за единицу потребленной энергии, руб/(кВт·ч).

Для мелких промышленных предприятий с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А и других потребителей при расчетах за электроэнергию установлены одноставочные тарифы. Плата за электроэнергию рассчитывается по формуле

$$П_э = Т_д Э_г.$$

Для коммунально-бытовых потребителей, оснащенных специальными счетчиками, введены дифференцированные тарифы для дневного и ночного потребления электроэнергии. В ближайшее время планируется ввести многоставочные тарифы и для промышленных объектов. Будут установлены повышенная плата за потребление в часы прохождения максимума суточного графика электрических нагрузок и льготы потребление в ночные часы. В этом случае плата составит:

$$П_э = Т_о P_м + Э_м Т_м + Э_н Т_н + (Э_г - Э_м - Э_н) Т_д,$$

где $Э_м, Т_м$ — энергопотребление и повышенный тариф в период максимума графика нагрузки потребителей; $Э_н, Т_н$ — энергопотребление и тариф в период минимальной нагрузки (ночью).

Введение многоставочных тарифов приводит к выравниванию графика энергопотребления, что существенно улучшает условия и технико-экономические показатели работы энергопроизводителей.

Тарифы в настоящее время дифференцированы и в зависимости от напряжения. Для высокого напряжения тарифы ниже.

Тарифы на теплоту дифференцируются по энергосистемам, видам и параметрам теплоносителя. Расчеты с потребителем производятся по одноставочному тарифу, величина которого зависит от определенных параметров пара и горячей воды. При снижении параметров потребляемого пара снижается и тариф, так как отпуск теплоты с паром более низких параметров повышает выработку электрической энергии по теплофикационному циклу, что приводит к экономии топлива и снижению эксплуатационных расходов.

Плата за тепловую энергию определяется по формуле

$$П_{т.э} = Т_{т.э} Q ,$$

где $Т_{т.э}$ — тариф за каждый 1 ГДж полученной теплоты, руб/ГДж; Q — количество потребленной тепловой энергии.

Тариф устанавливается исходя из условия полного возврата конденсата. За невозврат конденсата потребители дополнительно возмещают энергоснабжающим организациям затраты на воду по специальному тарифу. За теплоту с возвращаемым конденсатом энергоснабжающая организация платит потребителю.

Суммарная оплата за теплоту:

$$\sum П_{т.э} = П_{т.э} + П_{н.к} - П_{к.т} ,$$

где $П_{н.к}$ — плата за невозвращенный конденсат; $П_{к.т}$ — возвратные суммы за недоиспользованную теплоту возвращенного конденсата.

Такой метод стимулирует экономию теплоты и максимальный возврат конденсата с более высокой температурой.

В настоящее время в ряде систем теплоснабжения проводятся разработка и внедрение двухставочных тарифов на теплоэнергию. Общие подходы к их разработке и установлению аналогичны используемым в электроэнергетике.

Таким образом, хотя в энергетической отрасли используются различные подходы к ценообразованию, государство обязательно в той или иной степени выполняет регулирующую функцию при установлении тарифов на электро- и теплоэнергию.

Система цен и тарифов на энергопродукцию должна стимулировать снижение издержек производителей и экономное расходование энергии потребителей. Ценообразование должно быть гибким и учитывать спе-

цифику производства и потребления электроэнергии в интересах общества, стимулируя снижение издержек и сдерживая рост тарифов.

7.2. Объемные показатели промышленного производства

Для определения результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятий всех отраслей промышленности используют показатель *объема производства* V. Если умножить объем производства на рыночную цену продукции, то получится сумма ожидаемой выручки.

Понятие *объем производства* определяется рядом показателей.

Валовый объем производства $V_{\text{вал}}$ — это общий объем продукции, произведенной и еще не завершенной производством, находящейся на различных стадиях производственного процесса.

Аналогом валового объема производства в натуральном выражении в энергетике является величина выработки энергии $W_{\text{выр}}$.

Товарный объем производства $V_{\text{тов}}$ — это готовая продукция, предназначенная к реализации (на продажу):

$$V_{\text{тов}} = V_{\text{вал}} - V_{\text{незав}}.$$

В энергетике товарному объему (в натуральном выражении) соответствует количество энергии, отпущенной потребителю:

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{выр}} - W_{\text{с.н}} - W_{\text{пот}},$$

где $W_{\text{с.н}}$ — расход энергии на собственные нужды; $W_{\text{пот}}$ — величина потерь в сетях.

Реализованная продукция $\text{О}_{\text{р}}$ — это проданная и оплаченная продукция. Она отличается от товарного объема на величину проданной, но неоплаченной продукции $V_{\text{неопл}}$:

$$\text{О}_{\text{р}} = V_{\text{тов}} - V_{\text{неопл}}.$$

В энергетике сумма неплатежей называется абонентской задолженностью A.

Если из суммы реализации вычесть все материальные затраты, равные издержкам производства без стоимости рабочей силы, то получится *чистая продукция.* Чистая продукция складывается из стоимости потребленной рабочей силы, равной фонду оплаты труда, и прибыли, полученной при реализации продукции.

В энергетике понятие чистой продукции применяется в энергоремонтном производстве. Если ремонтные работы выполняются из материалов и с использованием оборудования заказчика, то объем такого производства следует рассчитывать как чистую продукцию, так как

этот объем будет складываться из заработной платы ремонтников и запланированной прибыли ремонтного предприятия. Если эти работы производятся с применением собственного оборудования, то объем работ будет представлять собой условно-чистую продукцию, так как кроме зарплаты и прибыли сюда включается амортизация собственного ремонтного оборудования.

Понятие реализованной продукции возникает в энергетике только при продаже энергетической продукции — энергии, энергоносителей и энергетических услуг, руб/год:

$$\text{О}_\text{р} = W_1\text{Т}_1 + W_2\text{Т}_2 + W_3\text{Т}_3 + \ldots \pm \text{А} + \text{У},$$

где W_1, W_2, W_3 — количество каждого вида реализованной продукции: энергии, энергоносителей, услуг и т.п., ед. энергии (услуг)/год; $\text{Т}_1, \text{Т}_2, \text{Т}_3$ — соответствующие тарифы (среднеотраслевые или средние по данной энергосистеме или энергопредприятию), руб/ед. энергии (услуг); А — сумма абонентской задолженности, обычно со знаком «–», знак «+» возникает при предоплате, руб/год; У — выручка от оплаты различных услуг, в том числе неэнергетического характера, оказываемых энергетиками сторонним организациям, руб/год.

Поскольку наиболее распространенными видами продукции являются электрическая и тепловая энергии, формула для расчета объема реализации, руб/год, выглядит следующим образом:

$$\text{О}_\text{р} = \text{ЭТ}_\text{э} + Q\text{Т}_q \pm \text{А} + \text{У},$$

где Э — количество отпущенной потребителям электроэнергии, кВт·ч/год; Q — количество теплоты, отпущенной потребителям, ГДж/год; $\text{Т}_\text{э}$ — средний тариф на электроэнергию, руб·кВт·ч; Т_q — средний тариф на тепловую энергию, руб/ГДж.

Как видно из формулы, сумма реализации зависит от объемов проданной энергетической продукции, причем сумма выручки от продажи без вычета абонентской задолженности представляет собой товарную продукцию.

Особенность энергетики состоит в том, что она сама не может устанавливать объем производимой продукции и должна производить столько продукции, сколько требуется в данный момент потребителю. Для того чтобы потребители выполняли свои договорные обязательства, предусматриваются штрафные тарифы при перерасходе или недорасходе энергии по сравнению с договором. Объем реализации в энергетике можно повысить также с помощью особых тарифов при повышенной надежности энергоснабжения, если она нужна некоторым потребителям.

7.3. Прибыль и рентабельность в промышленности и энергетике

Прибыль является обобщающим показателем производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Прибыль вычисляется как разность между суммой реализации $\text{О}_\text{р}$ и издержками И или как разность между рыночной ценой Ц и себестоимостью $\bar{s}$, умноженной на объем производства V:

$$\text{П}_\text{б} = \text{О}_\text{р} - \text{И} = (\text{Ц} - \bar{s})V\ ,$$

где $\text{П}_\text{б}$ — валовая или балансовая прибыль, руб/год.

Действуя в рыночных условиях, производители стремятся получить максимум прибыли. Для этого существует несколько способов:

1) *повышение продажной цены.* Как известно, в условиях рынка на ценообразование влияет соотношение спроса и предложения. Но производители-монополисты, в том числе и энергетика как естественный монополист, имеют некоторую возможность поднимать тарифы на свою продукцию в пределах, ограниченных мерами государственного регулирования рынка;

2) с*нижение себестоимости продукции.* Это достигается повышением эффективности производства, причем наиболее целесообразно техническое перевооружение на базе современной техники. Возможны и другие пути — реконструкция, модернизация, совершенствование организации производства. Чем ниже себестоимость и цена производства по сравнению с такими же показателями у конкурентов на рынке, тем выше прибыльность;

3) у*величение объема производства.* Но энергопроизводители не могут увеличить объем производства по своему желанию, кроме отдельных случаев (ремонтные, строительно-монтажные работы и т.п.). По мере формирования рынка энергетической продукции, при появлении независимых, конкурирующих между собой энергопроизводителей в энергетике может возникнуть нормальная рыночная ситуация, когда одни производители будут расширять объем своего производства за счет вытеснения других.

Для энергетики главными способами увеличения прибыльности являются повышение эффективности производства за счет поддержания оборудования в хорошем техническом состоянии в результате регулярного и качественного ремонтного обслуживания, оптимальной загрузки в каждый момент времени и др. Основные пути снижения себестоимости можно найти при анализе технико-технологических факторов, оп-

ределяющих величину отдельных статей эксплуатационных затрат. Очевидно, что главным для повышения эффективности производства в энергетике является снижение удельных расходов топлива на единицу энергии.

В распоряжении предприятий остается не вся балансовая прибыль, а только ее часть — чистая прибыль, руб/год, остающаяся после вычета из нее различных налогов и обязательных платежей Н:

$$П_ч = П_б - Н .$$

В настоящее время часть налогов включается в себестоимость продукции отдельной статьей. Отчисления в пенсионный фонд и ЕСН учитываются в издержках по заработной плате, а остальная, большая, часть платится из прибыли предприятия. Из балансовой прибыли вычитаются именно те налоги, которые выплачиваются из прибыли предприятия.

Налогообложение предусматривает разные виды налоговых отчислений, для каждого из которых определяется своя налоговая база (здесь приводятся только некоторые виды налогов):

- акцизы, увеличивающие продажную цену (оплачивается потребителем);
- налог на добавленную стоимость, начисляемый на сумму реализации продукции (увеличивает продажную цену, поэтому оплачивается потребителем);
- налог на имущество (собственность), начисляющийся на стоимость основных производственных фондов;
- штрафы за нанесение вреда окружающей среде — рассчитываются по утвержденным тарифам (включаются в себестоимость);
- транспортный налог — определяется в зависимости от наличного автотранспорта (из себестоимости);
- отчисления в местный бюджет (региональный, муниципальный) в зависимости от численности персонала (из себестоимости);
- налог на прибыль — из налога облагаемой прибыли и т.п.

Налоги также могут быть:

- федеральные, включающие в себя налог на добавленную стоимость, акцизы, налог на прибыль, налог на доходы от капитала, подоходный налог с физических лиц, взносы в государственные социальные внебюджетные фонды; государственную пошлину; таможенные пошлину и сборы; налог на пользование недрами;
- региональные, к которым относятся налог на имущество предприятия, транспортный налог, налог с продаж, налог на игорный бизнес, региональные лицензионные сборы;

- местные налоги — это земельный налог, налог на имущество физических лиц, местные лицензионные сборы.

Общее представление о формах налогов и объектах налогообложения может дать табл. 7.1.

Таблица 7.1

Примеры форм налогов и объектов налогообложения

Объект налогообложения		Форма налогов
	Прямые налоги	
Доход	Доход (прибыль) предприятия	Налог на доходы (прибыль) предприятий
	Заработная плата	Подоходный налог с физических лиц
	Совокупный годовой доход физических лиц	Налогообложение доходов (дивидендов, процентов), полученных по акциям и иным ценным бумагам, принадлежащим предприятиям
	Дивиденды, проценты по ценным бумагам	То же
Имущество	Владение имуществом	Налог на имущество предприятий
		Налог на имущество физических лиц
		Налоги, направляемые в дорожные фонды
	Косвенные налоги	
Обращение и потребление товаров	Ввоз-вывоз товаров за границу	Таможенные пошлины
	Реализация	Акцизы
		Налог на добавленную стоимость
		Налог на реализацию горючесмазочных материалов

Важным показателем эффективности деятельности предприятия является рентабельность.

Показатель рентабельности производственных фондов определяется отношением прибыли к стоимости производственных фондов. Он показывает, сколько рублей прибыли дает каждый рубль, вложенный в производственные фонды (основные и оборотные средства).

В зависимости от вида прибыли рентабельность может быть балансовой и расчетной:

$$R_б = \frac{П_б}{K_{пр.ф}} = \frac{П_б}{K_{ср.г} + S_{обор}}; \; R_р = \frac{П_ч}{K_{пр.ф}} = \frac{П_б - Н}{K_{пр.ф}},$$

где $K_{ср.г}$ — среднегодовая стоимость основных производственных средств; $П_б$, $П_ч$ — балансовая и чистая прибыли; $S_{обор}$ — среднегодо-

вая стоимость нормируемых оборотных средств; $K_{\text{пр.ф}}$ — стоимость производственных фондов; Н — налоги.

Другим показателем, оценивающим прибыльность предприятия, является рентабельность производства. Рентабельность производства — это отношение прибыли к издержкам производства:

$$R_{\text{п}} = \frac{\text{П}_{\text{б}}}{\text{И}} \text{ или } R_{\text{п}} = \frac{\text{П}_{\text{ч}}}{\text{И}}.$$

Она показывает, насколько продажная цена продукции выше себестоимости. Это видно из формулы

$$R_{\text{п}} = \frac{\text{П}_{\text{б}}}{\text{И}} = \frac{\text{Ор} - \text{И}}{\text{И}} = \frac{\text{Ор}}{\text{И}} - 1 = \frac{\text{Ц}V}{\overline{s}V} - 1 = \frac{\text{Ц}}{\overline{s}} - 1.$$

Для анализа результатов производственно-хозяйственной деятельности применяются три основные группы показателей рентабельности: продаж, активов и капитала.

К показателям рентабельности продаж относятся: коэффициент чистой рентабельности продаж, коэффициент рентабельности продаж по маржинальному доходу, коэффициент продаж по прибыли от реализации.

Коэффициент чистой рентабельности продаж рассчитывается как отношение чистой прибыли к выручке от реализации и характеризует долю чистой прибыли в объеме продаж предприятия.

Рентабельность продаж по маржинальному доходу определяется как отношение маржинального дохода, т.е. выручки от реализации за вычетом переменных затрат, к выручке от реализации.

Рентабельность продаж по прибыли от реализации исчисляется как отношение прибыли от реализации к выручке от реализации. В некоторых случаях в числителе может использоваться не прибыль от реализации, а балансовая прибыль.

Показатель рентабельности активов отражает степень доходности использования активов предприятия и определяется как отношение прибыли предприятия и выплаченных процентов по кредитам к средней величине балансовой стоимости активов предприятия. В числителе может также использоваться значение чистой прибыли предприятия. Рентабельность активов рассчитывается как произведение показателей рентабельности продаж и оборачиваемости активов предприятия. Следовательно, прибыль предприятия, полученная с каждого рубля средств, инвестированных в его активы, зависит от скорости оборачиваемости активов и от доли прибыли в выручке предприятия.

Коэффициент рентабельности собственного капитала отражает степень эффективности использования акционерного капитала предприятия и является косвенной характеристикой доходности инвестиций

акционеров. Рентабельность собственного капитала обычно определяется как отношение чистой прибыли акционерного общества к величине балансовой стоимости собственного капитала. В состав собственных средств предприятия принято включать величину капитала, инвестированного акционерами, и сумму резервов, созданных за счет чистой прибыли акционерного общества. Рентабельность собственного капитала зависит от нормы чистой рентабельности продаж, оборачиваемости активов и соотношения общей величины капитала и собственного капитала предприятия.

7.4. Основные финансовые документы предприятия

Каждое изменение финансового состояния предприятия должно быть отражено в финансовых документах. В них отражается финансовая деятельность предприятия на планируемый и отчетный периоды.

Обоснованность управленческих решений базируется на финансовых (бухгалтерских) отчетах. Цель бухгалтерских отчетов — предоставить объективную и необходимую информацию разным группам пользователей, таких как менеджеры, вкладчики капитала, кредиторы, налоговые службы, профсоюзы.

Основными отчетными финансовыми документами предприятия являются:

- баланс (баланс активов и пассивов);
- сводный отчет о прибылях и убытках (счет прибылей и убытков);
- отчет о движении денежных средств;
- счет финансирования.

Финансовая отчетность используется для проведения определения финансового анализа производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Важнейшим документом финансовой отчетности является баланс — свод цифровых данных бухгалтерского учета о финансовом положении предприятия на определенную календарную дату.

Баланс показывает финансовое положение предприятия на определенный, как правило, последний, день месяца, квартала, года. Баланс состоит из двух частей: в левой указываются активы, в правой — пассивы. В *активе* показывают средства, которыми располагает предприятие (производственные запасы, товары, основной капитал, дебиторская задолженность). В *пассиве* показаны источники средств, т.е. кредитор-

ская задолженность предприятия и собственный (акционерный) капитал. В *собственном* (акционерном) *капитале* указывается сумма, подлежащая распределению между держателями акций в случае ликвидации предприятия на дату составления баланса. Обе части баланса всегда уравновешены, т.е. сбалансированы. Типичный баланс представлен в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Баланс на 31 декабря 200…г., тыс. руб.

АКТИВЫ	ПАССИВЫ
I. Основные средства: земля, сооружения; оборудование; интеллектуальная собственность. II. Оборотные средства: материальные запасы; незавершенное производство; готовая продукция; дебиторская задолженность; денежные средства.	III. Капитал: акционерный капитал; резервный капитал; добавочный капитал; нераспределенная прибыль. IV. Долгосрочные пассивы: займы; кредиты. V. Краткосрочные пассивы: задолженность перед бюджетом; задолженность по заработной плате; задолженность по поставщикам.

Добавочный капитал представляет собой увеличение стоимости основных средств при их переоценке. Резервный капитал создается за счет отчислений от прибыли после уплаты налогов.

Сводный отчет о прибылях и убытках (счет прибылей и убытков) показывает сумму прибыли или убытков предприятия за год (см. табл. 7.2). В то время как баланс характеризует платежеспособность предприятия на определенную дату, отчет о прибылях и убытках отражает *прибыльность предприятия,* т.е. показывает результат деятельности предприятия за определенный период.

В отчете о прибылях и убытках сравниваются сумма выручки от продажи товаров и другие виды доходов со всеми затратами и капиталовложениями, осуществленными в процессе функционирования предприятия. В результате своей деятельности за год предприятие имеет или чистую прибыль, или убыток.

Если отчет о прибылях и убытках представляет интерес для акционеров предприятия, то *отчет о полученной прибыли к распределению* (табл. 7.3) представляет интерес для самого предприятия.

Таблица 7.3

Сводный отчет о прибылях и убытках, тыс. руб.

Показатель	Количественная оценка
Выручка от реализации продукции (без НДС) Себестоимость Валовая прибыль (пп. 1, 2) Операционные и прочие доходы Операционные и прочие расходы Балансовая прибыль (п.3 + п.4 – п.5) Налог на прибыль (п.6 · 0,24) Чистая прибыль	

В отчете о полученной прибыли к распределению показаны суммы, которые были использованы самим предприятием для расширения деятельности. Акционера интересует повышение курса акций, а предприятие стремится к росту полученной прибыли.

Отчет о движении денежных средств содержит информацию о притоках и оттоках денежных средств с учетом их остатков на начало и конец отчетного периода. Потоки делятся по видам деятельности: текущей, инвестиционной и финансовой. В каждой указанной части деятельности должна быть представлена расшифровка, раскрывающая фактическое поступление денежных средств от продажи товаров, услуг, основных средств, получения авансов, целевого финансирования.

В отечественном бухгалтерском учете используется также финансовая форма, называемая «*Счет финансирования*» (табл. 7.4), в которой отражаются движение капиталов и обязательства. Счет финансирования показывает использование финансовых ресурсов на развитие предприятия.

Таблица 7.4

Счет финансирования

Источник финансирования	Направление использования
С учетом остатков средств, переходящих с предыдущего счета	
Прибыль (до выплаты налогов)	Выплата дивидендов Выплата налогов Выплата процентов по кредитам
Амортизация Продажа основных средств (основного капитала)	Приобретение основных средств (основного капитала) Увеличение запасов товароматериальных ценностей

Уменьшение кредиторской задолженности (погашение кредитов) может обеспечиваться за счет увеличения банковских займов, реализации акцептованных векселей, выпуска акций, а также прочих поступлений.

Важнейшую роль в управлении финансово-экономической деятельностью предприятия играет планирование финансовых ресурсов. Основным финансовым документом на этапе планирования является финансовый план предприятия. В нем отражаются конечные финансовые результаты хозяйственной деятельности предприятия.

Финансовый план состоит из двух разделов:

доходы и поступления средств;

расходы и отчисления средств.

Раздел «доходы и поступления средств» содержит следующие показатели:

- прибыль от реализации продукции, работ, услуг;
- прибыль от прочей реализации (основных средств, других активов);
- планируемые внереализационные доходы, в том числе доходы от долевого участия в уставном капитале других предприятий, доходы, полученные по ценным бумагам, доходы от хранения денежных средств на депозитных счетах в банках и других финансово-кредитных учреждениях, доходы от сдачи имущества в аренду;
- амортизационные отчисления на полное восстановление основных фондов и нематериальных активов;
- поступление средств от других предприятий, в том числе в порядке долевого участия в строительстве, по хоздоговорам на научно-исследовательские работы;
- поступления из внебюджетных фондов;
- прочие расходы.

Раздел «расходы и отчисления средств» включает показатели:

- налоги, уплачиваемые из прибыли (по видам налогов);
- распределение чистой прибыли, в том числе на накопление (по направлениям использования), на потребление (по направлениям использования);
- долгосрочные инвестиции (по формам инвестиций), в том числе за счет амортизационных отчислений, за счет других источников финансирования (по видам источников);
- прочие расходы.

7.5. Критерии финансового состояния энергопредприятия

В рыночной экономике цель любого предприятия в краткосрочной перспективе — получение максимальной прибыли, а в долгосрочной — создание условий для устойчивого развития.

Необходимым условием устойчивого развития предприятия является его хорошее финансовое состояние.

Под общей устойчивостью предприятия можно понимать и такое его состояние, когда предприятие стабильно. На протяжении достаточно длительного периода времени предприятие выпускает и реализует конкурентоспособную продукцию, получает чистую прибыль, достаточную для производственного и социального развития предприятия, является ликвидным и кредитоспособным.

Финансовое состояние предприятия зависит от многих факторов, которые можно классифицировать как зависящие (внутренние) и не зависящие (внешние) от деятельности самого предприятия.

К внутренним факторам можно отнести способность руководителей предприятия и его менеджеров эффективно управлять предприятием в целях достижения рационального использования всех ресурсов, выпуска конкурентоспособной продукции и на этой основе устойчивого финансового состояния предприятия.

Внешние факторы зависят в основном от проводимой экономической политики государства: финансово-кредитной, налоговой, амортизационной, которая в конечном итоге создает благоприятные или неблагоприятные условия хозяйствования.

Оценка финансового состояния предприятия необходима не только руководителю и персоналу предприятия, но и лицам, принимающим непосредственное участие в хозяйственной деятельности предприятия:

- инвесторам для принятия решения о вложении средств в развитие предприятия;
- кредиторам для оценки уровня риска возврата кредитов;
- аудиторам для подготовки рекомендаций по повышению эффективности деятельности предприятия и совершенствованию ведения бухгалтерского учета.

В связи с развитием акционерных обществ финансовый анализ выполняет дополнительную функцию — рекламную. Публикации результатов финансового анализа в виде отчетов показывают инвесторам и акционерам результаты работы предприятия за отчетный период времени и тенденции изменения прибыли и рентабельности на следующий

год, а также служат рекламным материалом для привлечения новых инвестиций.

Для обеспечения устойчивого развития руководство предприятия должно обеспечить мониторинг финансового состояния предприятия.

Финансовое состояние предприятия — очень емкое понятие, которое невозможно охарактеризовать одним критерием. Поэтому для характеристики финансового состояния предприятия применяется комплекс критериев — таких, как финансовая устойчивость, платежеспособность, ликвидность баланса, кредитоспособность, рентабельность (прибыльность) и др.

Наиболее важным критерием, характеризующим финансовое состояние предприятия, является комплексный критерий финансовой устойчивости предприятия.

Финансовая устойчивость предприятия предполагает такое состояние его финансовых ресурсов, их распределение и использование, которые обеспечивают развитие предприятия благодаря росту прибыли и капитала при сохранении платежеспособности и кредитоспособности в условиях допустимого уровня риска.

Платежеспособность — это возможность предприятия расплачиваться по своим обязательствам. При хорошем финансовом состоянии предприятие устойчиво платежеспособно; при плохом — периодически или постоянно неплатежеспособно. Самый лучший вариант — у предприятия всегда имеются свободные денежные средства, достаточные для погашения имеющихся обязательств. Но предприятие является платежеспособным и в том случае, когда свободных денежных средств у него недостаточно или они вовсе отсутствуют, но предприятие способно быстро реализовать свои активы и расплатиться с кредиторами.

Поскольку одни виды активов обращаются в деньги быстрее, другие — медленнее, необходимо группировать активы предприятия по степени их ликвидности, т.е. по возможности обращения в денежные средства.

Ликвидность — способность любой материальной ценности (актива) превратиться в средство платежа, т.е. потенциальная возможность превратиться в наличные деньги.

К наиболее ликвидным активам относятся сами денежные средства предприятия и краткосрочные финансовые вложения в ценные бумаги. Следом за ними идут быстрореализуемые активы — депозиты и дебиторская задолженность. Более длительного времени требует реализация готовой продукции, запасов сырья, материалов и полуфабрикатов, которые относятся к медленно реализуемым активам. Наконец, группу труднореализуемых активов образуют земля, здания, оборудование,

продажа которых требует значительного времени, а потому осуществляется крайне редко.

Сгруппированные по степени ликвидности активы представлены в табл. 7.5.

Таблица 7.5

Классификация активов по степени ликвидности

Характер активов	Степень ликвидности	Виды активов
Текущие	A_1 — наиболее ликвидные	Денежные средства в банке, в кассе предприятия Краткосрочные ценные бумаги
	A_2 — быстроликвидные	Депозиты Дебиторская задолженность
	A_3 — медленнореализуемые	Готовая продукция Незавершенное производство Сырье и материалы
Постоянные	A_4 — труднореализуемые	Здания Оборудование Транспортные средства Земля

Для определения платежеспособности предприятия с учетом ликвидности его активов используют информацию, содержащуюся в балансе предприятия. Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении размеров средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности, с суммами обязательств по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения.

Пассивы баланса по степени срочности их погашения можно подразделить следующим образом:

$П_1$ — наиболее срочные обязательства (кредиторская задолженность);

$П_2$ — краткосрочные пассивы (краткосрочные кредиты и займы);

$П_3$ — долгосрочные кредиты и займы, арендные обязательства;

$П_4$ — постоянные пассивы (собственные средства, за исключением арендных обязательств и задолженности перед учредителями).

Классификация активов и пассивов баланса позволяет дать оценку ликвидности баланса.

Ликвидность баланса — это степень покрытия обязательств предприятия такими активами, срок превращения которых в денежные средства соответствует сроку погашения обязательств.

Баланс считается абсолютно ликвидным:

если $А_1 \geq П_1$, то наиболее ликвидные активы равны наиболее срочным обязательствам или перекрывают их;

если $А_2 \geq П_2$, то быстрореализуемые активы равны краткосрочным пассивам или перекрывают их;

если $А_3 \geq П_3$, то медленнореализуемые активы равны долгосрочным пассивам или перекрывают их;

если $А_4 \leq П_4$, то постоянные пассивы равны труднореализуемым активам или перекрывают их.

Одновременное соблюдение первых трех правил обязательно влечет за собой достижение и четвертого, ибо если совокупность первых трех групп активов больше суммы первых трех групп пассивов баланса (или равна ей) ($А_1 + А_2 + А_3 \geq П_1 + П_2 + П_3$), то четвертая группа пассивов баланса обязательно перекроет (или будет равна ей) четвертую группу активов ($А_4 \leq П_4$).

Последнее положение имеет глубокий экономический смысл: когда постоянные пассивы перекрывают труднореализуемые активы, соблюдается важное условие платежеспособности — наличие у предприятия собственных оборотных средств, обеспечивающих бесперебойный воспроизводственный процесс; равенство же постоянных пассивов и труднореализуемых активов отражает нижнюю границу платежеспособности за счет собственных средств предприятия.

Под кредитоспособностью предприятия понимаются его возможности в получении кредита и способности его своевременного погашения за счет собственных средств и других финансовых ресурсов.

Для достижения и поддержания финансовой устойчивости предприятия важна не только абсолютная величина прибыли, но и ее уровень относительно вложенного капитала или затрат предприятия, т.е. *рентабельность* (прибыльность).

Методы расчета показателей, характеризующих финансовое состояние предприятия

Анализ финансового состояния предприятия необходим не только для того, чтобы знать, в каком положении находится предприятие на тот или иной отрезок времени, но и для эффективного управления в целях обеспечения финансовой устойчивости предприятия.

Финансовое состояние характеризуют многие показатели, которые можно объединить в следующие группы:

1) показатели платежеспособности:

коэффициент абсолютной ликвидности,
промежуточный коэффициент покрытия,
общий коэффициент покрытия;

2) показатели финансовой устойчивости:
коэффициент собственности (независимости),
доля заемных средств,
соотношение заемных и собственных средств;

3) показатели деловой активности:
общий коэффициент оборачиваемости,
скорость оборота,
оборачиваемость собственных средств;

3) показатели рентабельности:
имущество предприятия,
собственные средства,
производственные фонды,
долгосрочные и краткосрочные финансовые вложения,
собственные и долгосрочные заемные средства,
норма балансовой прибыли,
чистая норма прибыли.

Исходными данными для расчета показателей всех этих групп в основном являются данные бухгалтерского баланса предприятия.

Расчет показателей платежеспособности

В целом показатели платежеспособности характеризуют возможность предприятия в конкретный момент времени рассчитаться с кредиторами по краткосрочным платежам собственными средствами.

Предприятие считается платежеспособным, если эти показатели не выходят за рамки следующих предельных значений:

коэффициент абсолютной ликвидности — 0,2…0,25;
промежуточный коэффициент покрытия — 0,7…0,8;
общий коэффициент покрытия — 2,0…2,5.

Расчет показателей финансовой устойчивости

Эти показатели характеризуют степень защищенности привлеченного капитала. Они рассчитываются на основе данных бухгалтерского баланса предприятия (табл. 7.6).

Установлены следующие их предельные значения:

- коэффициент собственности (независимости) не ниже 0,7;
- коэффициент заемных средств не выше 0,3;
- соотношение заемных и собственных средств не выше 1.

Расчет *показателей деловой активности* представлен в табл. 7.7.

Таблица 7.6

Расчетные формулы для определения финансовой устойчивости

Показатель	Расчетная формула	Условия расчета по времени
Коэффициент собственности	$\frac{\text{Собственные средства}}{\text{Имущество предприятия}}$	На рассматриваемый момент времени
Доля заемных средств	$\frac{\text{Сумма обязательств предприятия}}{\text{Имущество предприятия}}$	То же
Соотношение заемных и собственных средств	$\frac{\text{Сумма обязательств предприятия}}{\text{Собственные средства}}$	То же

Таблица 7.7

Расчетные формулы для определения деловой активности

Показатель	Расчетная формула	Условия расчета по времени
Общий коэффициент оборачиваемости капитала	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Итог баланса (стоимость имущества)}}$	На рассмотренный момент времени
Коэффициент оборачиваемости собственных средств	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Собственные средства}}$	Для временного интервала
Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Средняя за период дебиторская задолженность}}$	То же
Средний срок оборота дебиторской задолженности	$\frac{\text{365 дней}}{\text{Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности}}$	То же
Коэффициент оборачиваемости всех оборотных активов	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Средняя стоимость оборотных активов}}$	То же
Коэффициент оборачиваемости банковских активов	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Средняя величина свободных денежных средств и ценных бумаг}}$	То же

Существует и ряд других показателей, характеризующих деловую активность предприятия. Показатели деловой активности необходимо наглядно представлять в коэффициентах. В странах с развитой рыночной экономикой по наиболее важным показателям деловой активности устанавливаются нормативы по экономике в целом и по отраслям. Как правило, такие нормативы отражают средние фактические значения этих коэффициентов. Так, в большинстве цивилизованных стран с рыночной экономикой нормативом оборачиваемости запасов являются три оборота, т.е. примерно 122 дня, нормативом оборачиваемости дебиторской задолженности — 4,9 оборота, или примерно 73 дня.

Следует заметить, что среднюю стоимость активов и пассивов за период, например год, рассчитывают как среднюю хронологическую по месячным данным; если нет такой возможности — то по квартальным данным; если в распоряжении финансового аналитика имеется лишь годовой баланс, то применяется упрощенный прием: средняя из сумм данных на начало и конец периода (года).

Вопросы для повторения

1. Что понимается под финансовой устойчивостью предприятия?
2. Что следует понимать под платежеспособностью предприятия?
3. Какова классификация активов предприятия по степени их ликвидности?
4. Что понимается под кредитоспособностью предприятия?
5. Каковы показатели, характеризующие финансовое состояние предприятия, и методика их расчета?
6. Какие финансовые документы предприятия вы знаете?
7. Что включает в себя финансовый отчет предприятия?
8. Из каких разделов состоит финансовый план предприятия?
9. Раскройте содержание отдельных разделов финансового плана.

Глава 8
ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГООБЪЕКТЫ

8.1. Понятие инвестиций. Основные этапы инвестиционного проекта

В условиях рыночной экономики важнейшим условием устойчивого развития предприятия является эффективность инвестиционной деятельности.

Инвестиции — это вложения капитала в развитие предприятия, мероприятия по повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности или выпуск ценных бумаг в целях получения экономического результата.

Инвестиционная деятельность имеет ряд специфических особенностей:

- разделение во времени вложения капитала и получения результата;
- наличие альтернативных вариантов вложения капитала;
- дефицит необходимых ресурсов, в первую очередь финансовых;
- невозможность ограничения инвестиционной деятельности рамками предприятия, так как возникает необходимость привлечения сторонних организаций, цели которых не всегда совпадают с целями предприятия.

Все это делает принятие решения по вопросу вложения капитала ключевой проблемой инвестиционного менеджмента. Процедура принятия решения подразумевает оценку и выбор варианта, в наибольшей степени удовлетворяющего принятым критериям.

В соответствии с общепринятой практикой инвестиционная деятельность организуется в проектной форме.

Инвестиционный проект — это комплексный план создания или модернизации производства в целях получения экономической выгоды.

Период разработки и реализации инвестиционного проекта называется инвестиционным циклом и состоит из трех стадий: предынвестиционной, инвестиционной, производственной.

На предынвестиционной стадии изучаются возможные варианты реализации проекта, определяются прогнозные оценки затрат, рыноч-

ного спроса на продукцию, различных видов эффектов, а также проводятся технико-экономические исследования, связанные с качеством, технологическим уровнем и т.п. Технико-экономическое обоснование проекта либо основывается на экспертных оценках затрат и результатов, либо определяется исходя из укрупненных (удельных) показателей.

В ходе этих исследований используется итеративный метод получения оценок экономической эффективности проекта. Каждая последующая итерация предполагает использование более точных данных об условиях реализации проекта, т.е. постепенное снижение уровня неопределенности исходной информации.

Параллельно решаются организационные проблемы: уточняются сроки, определяется круг участников проекта, источники финансирования и т.п.

Заканчивается эта стадия составлением программы финансирования и разработкой бизнес-плана. Важнейшим разделом бизнес-плана является экономическое обоснование, смысл которого — представление информации в виде, позволяющем инвестору сделать заключение о целесообразности или нецелесообразности осуществления инвестиций.

На инвестиционной стадии окончательно отбираются организации, участвующие в проекте, — подрядчики и поставщики, готовится соответствующая правовая и проектная документация, определяется система управления проектом. В случае нового строительства создается дирекция будущего предприятия, а на действующем предприятии назначается управляющий проектом. Проводится строительство, монтаж и наладка оборудования.

На производственной стадии осуществляется эксплуатация объекта.

Реализация инвестиционного проекта может быть представлена двумя взаимосвязанными экономическими процессами: инвестированием и получением доходов от вложенных средств. Эти процессы протекают последовательно или на некотором временном отрезке параллельно. Основные стадии инвестиционного цикла представлены на рис. 8.1.

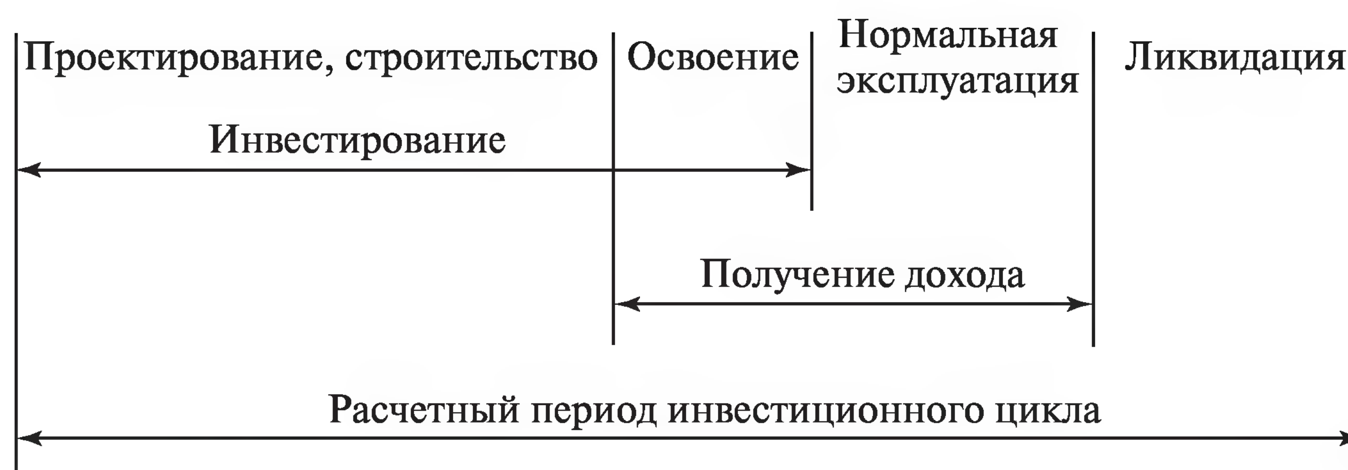


Рис. 8.1. Схема стадий инвестиционного проекта

Все стадии вместе составляют расчетный период, охватывающий инвестиционный процесс, процесс производства, в ходе которого получают доход, и процесс ликвидации проекта.

Расчетный период — это период времени, в течение которого инвестор вкладывает средства и возвращает их с выгодой для себя в случае благоприятной ситуации. Продолжительность расчетного периода определяется исходя из периода конкурентоспособности данной технологии или продукции.

Экономическое обоснование включает:

1) экономическую оценку, характеризующую экономический потенциал проекта, т.е. возможность сохранения и прироста капитала;

2) финансовую оценку, характеризующую возможность получения прибыли участниками проекта.

В первом случае расчет проводится без учета налогов и прочих перечислений в бюджет.

В мировой практике для экономической оценки инвестиционных проектов используются рекомендации Всемирного банка и методика ЮНИДО. Для российских условий на основе международного опыта разработаны Методические рекомендации по оценке эффективности проектов и их отбору для финансирования.

Методологической основой разработки этих рекомендаций является моделирование денежных потоков, генерируемых проектом.

Денежный поток включает притоки и оттоки денежных средств за определенный период времени, которые рассматриваются в порядке их поступления или выплаты.

Денежный поток, или поток платежей, характеризует процессы инвестирования и получения дохода в виде одной совмещенной последовательности. Результирующий поток платежей формируется как разность между доходами от реализации проекта и расходами в единицу времени.

Модель проекта или денежных потоков проекта относят к классу имитационных, она представляет собой набор формул для расчета притока и оттока денежных средств.

В основу оценок эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода) — от проведения предынвестиционных исследований до прекращения проекта;
- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);

- положительность и максимум эффекта. Для того чтобы проект был признан эффективным с точки зрения инвестора, необходимо, чтобы эффект реализации был положительным; при сравнении альтернативных вариантов предпочтение отдается проекту с наибольшим значением эффекта;
- учет предстоящих затрат и поступлений, связанных только с разработкой и реализацией проекта (этот принцип принято называть проектным подходом);
- проведение сравнения «с проектом» и «без проекта» в течение расчетного периода (ошибочный вариант сравнения — «до проекта» и «после проекта»);
- учет в затратах потребности в оборотных средствах, необходимых для функционирования производственных фондов;
- многоэтапность оценки. Эффективность проекта на различных стадиях его подготовки и реализации определяется заново с различной глубиной проработки.

Увеличение глубины проработки связано с учетом большего числа влияющих факторов, уточнением оценок поступлений и затрат, применением более сложных методов анализа. Оценка эффективности может быть получена как без учета, так и с учетом неравноценности денежных потоков, относящихся к разным периодам времени, инфляции, структуры и цены капитала, динамики изменения потребности в оборотных средствах по годам расчетного периода и т.п.

Составляющие вложений в зависимости от глубины проработки оцениваются по-разному: на основе удельных показателей, исходя из стоимости аналогичных проектов, по результатам расчета сметы затрат.

Принятие решения об инвестировании проекта основывается на сравнении показателей финансово-экономической эффективности альтернативных вариантов вложения капитала.

Отличительной чертой инвестиционной деятельности является альтернативность. Любая инженерная задача предполагает многовариантность решения. В энергетической отрасли благодаря взаимозаменяемости энергоресурсов всегда имеются возможности по-разному решать проблемы энергоснабжения. Каждый вариант решения — это вариант инвестиционного проекта. В результате проведения финансово-экономического анализа выбирается вариант, обеспечивающий получение наилучшего экономического результата. При сравнении вариантов должны выполняться условия сопоставимости вариантов по производственному эффекту. Решение проблем энергоснабжения должно обеспечивать производство одинаковым количеством энергоресурсов.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо использовать следующую информацию:

- развернутый во времени процесс создания или модернизации предприятия (распределение во времени капитальных вложений);
- источники финансирования проекта;
- развернутый во времени процесс освоения производства;
- цену на продукцию (тарифы на электроэнергию и тепло);
- структуру инвестиционных затрат и издержек;
- стоимость (цену) капитала.

Экономическая оценка эффективности инвестиционных проектов заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлением денежных средств, которые будут иметь место при реализации производимой продукции. Причем на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность объектов в целом и выбирается лучший вариант. После составления программы финансирования проводятся повторные расчеты с учетом источников финансирования. Из нескольких вариантов финансирования выбирается лучший вариант и оформляется в виде бизнес-плана.

Бизнес-план содержит план маркетинга и производственную программу, на основе которых разрабатываются финансово-экономическое обоснование проекта и финансовый план.

На практике используются два подхода к оценке экономической эффективности: первый — упрощенный, без учета фактора времени и второй — с учетом фактора времени, что позволяет учесть неравноценность доходов и расходов, относящихся к разным периодам времени.

8.2. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта без учета фактора времени

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов без учета фактора времени предполагают использование упрощенной схемы расчета следующих показателей: чистой прибыли, рентабельности инвестиций, срока окупаемости капитальных вложений, срока предельно возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним.

Показатели финансово-экономической эффективности проекта, полученные с использованием упрощенной схемы расчета, называют простыми. Рассмотрим их более подробно.

1. Чистая прибыль $П_ч$ определяется по характерному году расчетного периода, когда достигнут проектный уровень производства, но еще продолжается возврат капитала:

$$П_ч = О_р - И - Н,$$

где $О_р$ — объем реализованной продукции без учета НДС; И — издержки производства; Н — налог на прибыль.

2. Рентабельность инвестиций характеризует прибыль, полученную с рубля вложенного капитала. Он определяется как отношение чистой прибыли к сумме инвестиций:

$$R = Т_э П_ч / K,$$

где K — суммарные инвестиции; $Т_э$ — продолжительность производственной стадии проекта.

Сравнивая расчетную величину рентабельности инвестиций с минимальным или средним уровнем доходности, который определяется процентом ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам или депозитам, можно сделать заключение о целесообразности данного проекта. Если это значение меньше среднего уровня доходности, то реализацию проекта следует признать нецелесообразной.

3. Простой срок окупаемости капиталовложений $Т_{ок.п}$ — представляет собой период времени, в течение которого сумма чистой прибыли покроет инвестиции. Определение срока окупаемости производится последовательным суммированием чистой прибыли по годам расчетного периода, пока полученная сумма не сравняется с суммой капиталовложений:

$$\sum_{1}^{Т_{ок.п}} K_t - \sum_{1}^{Т_{ок.п}} (О_{р\,t} - И'_t - Н_t) = 0\,.$$

Критерием эффективности в данном случае является приемлемый срок окупаемости для инвестора.

Простой срок окупаемости для акционерного капитала:

$$\sum_{t=0}^{t=t_с} K_{акц} - \sum_{t=t_п}^{Т_{ок.п}} (О_{р\,t} - И'_t - Н_t) = \sum_{t=t_п}^{Т_{ок.п}} (П_{ч\,t} + И_{ам\,t}) = 0\,,$$

где $t_с$ — срок завершения инвестиций; $t_п$ — время начала производства; $И'_t$ — общие эксплуатационные издержки без амортизации и финансовых затрат.

Амортизационные отчисления — это временно свободные денежные средства, предназначенные для замены основных фондов при их износе, которые могут рассматриваться как дополнительный источник финансирования. При этом простой срок окупаемости можно определить по формуле

$$Т_{ок.п} = \frac{\sum_{1}^{Т_к} K}{\sum_{1}^{Т_р} \left(П_ч + И_{ам}\right)},$$

где $Т_р$ — расчетный период.

Недостатком этого показателя является то, что при его определении не учитывается изменение доходности проекта за пределами срока окупаемости. Поэтому он не может применяться при сопоставлении вариантов с различной продолжительностью расчетного периода.

4. Срок предельно возможного полного возврата кредита $Т_{кр}$ определяется из уравнения:

$$\sum_{1}^{Т_{кр}} K_з = \sum_{1}^{Т_{кр}} (П_ч + И_{ам}),$$

где $K_з$ — заемный капитал.

Искомой величиной является срок равный $Т_{кр}$, обеспечивающий равенство левой и правой частей уравнения.

Наряду с очевидными достоинствами упрощенные методы имеют ряд существенных недостатков.

Первый из них состоит в том, что при расчетах каждого из перечисленных показателей не учитывается фактор времени: ни прибыль, ни объем инвестируемых средств не приводится к текущей стоимости. Следовательно, в процессе расчета сопоставляются заведомо несопоставимые величины: текущая стоимость суммы инвестиций и будущая стоимость суммы прибыли.

Второй из недостатков используемых показателей заключается в том, что в качестве показателя возврата инвестируемого капитала принимается только прибыль. Однако в реальной практике инвестиции возвращаются в виде денежного потока, состоящего из суммы чистой прибыли и амортизационных отчислений. Таким образом искусственно занижается эффективность проекта и завышается срок его окупаемости.

И, наконец, *третий* недостаток состоит в том, что рассматриваемые показатели позволяют получить только одностороннюю оценку эффективности проекта, так как они основаны на использовании одинаковых

исходных данных: суммы прибыли и суммы инвестиций, а также не учитывается динамика изменения этих показателей.

Упрощенные методы основаны на укрупненных оценках результатов инвестиционной и производственно-хозяйственной деятельности. При их применении не рассматривается весь расчетный период, а выделяются наиболее характерные отрезки времени. Например, период освоения производства продукции или период максимального объема продаж. Поэтому с их помощью можно получить только ориентировочную оценку эффективности проекта, которая носит, скорее, прогнозный характер. Но в силу своей простоты и наглядности упрощенные методы широко применяются на ранних стадиях изучения проекта для получения экспресс-оценки. Эти методы целесообразно использовать и для оценки небольших проектов: малозатратных и быстроокупающихся. В энергетике к числу таких проектов можно отнести реализацию некоторых энергосберегающих мероприятий.

8.3. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени

Главный недостаток простых методов оценки эффективности проектов заключается в игнорировании факта неравноценности одинаковых сумм поступлений или платежей, относящихся к разным периодам времени. Учет этого фактора имеет большое значение для объективной оценки проектов, связанных с долгосрочным вложением капитала.

Проблема эффективности вложения капитала заключается в определении того, насколько будущие поступления оправдывают сегодняшние затраты.

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени предполагают приведение расходов и доходов, разнесенных во времени, к базовому моменту времени, например к дате начала реализации проекта. Процедура приведения разновременных денежных потоков к базовому периоду называется дисконтированием, а получаемая оценка — дисконтированной стоимостью денежного потока.

Расчет коэффициентов приведения производится на основании ставки или нормы дисконта Е. Смысл этого показателя заключается в оценке снижения стоимости денежных ресурсов с течением времени. В общем случае норма дисконта изменяется по годам расчетного периода.

Соответственно значения коэффициентов пересчета стоимости всегда должны быть меньше единицы. Например, дисконтированный поток платежей можно выразить формулой

$$Э_д = \frac{Э_t}{(1+Е)^t},$$

где $Э_t$ — поток платежей в году t; $Э_д$ — дисконтированная величина потока платежей $Э_t$; t — порядковый номер расчетного шага; Е — норма дисконта.

Пример. Инвестируем 1 млн руб. под 10 % годовых. В соответствии с этими условиями через год получаем на 100 тыс. руб. больше, т.е. 1,1 млн руб.

Для расчета получаемой суммы используется формула простых процентов:

через 1 год капитал составит: $1 \cdot 10^6(1 + 0,1) = 1,1$ млн руб.;

через 1 год капитал составит: $1 \cdot 10^6(1 + 0,1)(1 + 0,1) = 1 \cdot 10^6(1 + 0,1)^2$ руб.

Поскольку эти денежные средства через два года представляют стоимость сегодняшнего 1 млн руб., то текущая, или дисконтированная, стоимость 1 млн руб., полученная через два года, составит:

$Э_д = 1 \cdot 10^6\,[1/(1 + 0,1)^2] = 826$ тыс. руб.

Норма дисконтирования

Важную роль в получении объективной оценки экономической эффективности инвестиционного проекта играет установление нормы дисконта в соответствии с правилами инвестиционного анализа. Величина нормы дисконтирования определяется двумя факторами: ценой капитала и способом учета инфляции.

Норма дисконта устанавливается в зависимости от того, какова экономическая природа используемого капитала и соответственно его цена. В качестве приближенного значения ставки дисконтирования могут быть использованы существующие усредненные процентные ставки по долгосрочным ставкам рефинансирования, устанавливаемые ЦБ РФ.

Если оценка экономической эффективности инвестиционного проекта проводится исходя из реальных условий финансирования, то учитывается фактическая цена капитала.

Цена собственного капитала принимается равной рентабельности альтернативных проектов или величине инфляции, заемного капитала — банковскому проценту, акционерного — величине дивидендов.

Если финансирование проекта производится за счет нескольких источников финансирования, то в расчетах экономической эффективности используется средневзвешенное значение нормы дисконта:

$$E_{ср} = \sum_{i=1}^{n} E_i \alpha_i ,$$

где E_i — цена i-го капитала; α_i — доля этого капитала в общей сумме инвестиций.

Пример. Доля заемных средств в общей сумме инвестиций составляет 30 %, остальная часть — собственные средства. Кредит получен под 17 % годовых, темп инфляции прогнозируется на уровне 10 %. Следовательно,

$$E_{ср} = 0{,}3 \cdot 0{,}17 + 0{,}7 \cdot 0{,}1 = 0{,}121 .$$

Чистый дисконтированный доход

При использовании методов оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени определяются следующие показатели: чистый дисконтированный доход, дисконтированный срок окупаемости, внутренняя норма доходности, индекс доходности. Рассмотрим их более подробно.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) используется для сопоставления инвестиционных затрат и будущих поступлений, приведенных в эквивалентные условия, и определения положительного и отрицательного сальдо (баланса).

После определения приведенной стоимости поступлений и отчислений денежных средств ЧДД определяется как разность между указанными двумя величинами. Полученный результат может быть как положительным, так и отрицательным в зависимости от того, каким оказался баланс между денежными поступлениями и отчислениями. Чистый дисконтированный доход определяется по формуле

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_р} Э_t (1+E)^{-t} ,$$

где $Э_t = О_{р_t} - И_t^1 - Н_t - К_t + К_{лик\,t}$ — чистый поток платежей (чистый доход) за год t; $О_{р_t}$ — объем реализованной продукции за год t; $И_t^1$ — издержки без амортизации и финансовых издержек за год t; $К_t$ — капитальные вложения в год t; $К_{лик\,t}$ — ликвидационная стоимость в год t; $Н_t$ — налоговые платежи в год t.

Если ЧДД > 0, то данный проект эффективен, инвестор вернет вложенный капитал и получит прибыль.

Если ЧДД = 0, то инвестор может быть уверен, что вложенный капитал не обесценится.

Если ЧДД < 0, то вложение капитала приведет к уменьшению его стоимости, т.е. экономически нецелесообразно.

При сравнении двух и более вариантов в сопоставимых условиях критерием выбора наилучшего варианта является максимальное значение ЧДД.

Доходность (рентабельность) инвестиций

Индекс рентабельности (ИД) проекта представляет собой отношение приведенных доходов к приведенным (на ту же дату) расходам по реализации проекта. Он отражает доход в расчете на единицу инвестиций.

Проект можно принять, если индекс рентабельности превышает единицу; проект отвергается, если индекс доходности меньше единицы. Чем выше индекс рентабельности, тем удачнее проект.

Индекс доходности — это показатель, сходный по своей экономической сущности с чистым дисконтированным доходом, но в отличие от него являющийся относительным показателем. Благодаря этому он очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения ЧДД. Индекс рентабельности рассчитывается по формуле

$$ИД = \frac{Э_д}{К_д} = \sum_{t=0}^{Т_р} Э_t (1+Е)^{-t} \Big/ \sum_{t=0}^{Т_р} К_t (1+Е)^{-t}.$$

Пример. Пусть в течение трех лет осуществляется строительство производственного объекта, общая стоимость которого составит 5 млн руб. Производство продукции начинается сразу после строительства и прекращается через восемь лет. Исходные данные для расчета ЧДД представлены в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Исходные данные для расчета примера

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чистый доход, млн руб.	–1,5	–1,5	–2	0,375	0,625	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

Расчет ЧДД при норме дисконта, равной 10 %:

$$ЧДД = (-1,5)(1+0,1)^0 + (-1,5)(1+0,1)^{-1} + (-2)(1+0,1)^{-2} + 0,375(1+0,1)^{-3} +$$
$$+\ 0,625(1+0,1)^{-4} + ... = -0,08.$$

В данный проект нецелесообразно вкладывать деньги при ставке процента равной 10 %.

Чистый дисконтированный доход зависит от нормы дисконтирования. При отсутствии дисконтирования ЧДД будет максимальным, постепенно снижаясь по мере увеличения нормы дисконтирования.

Внутренняя норма доходности

Внутренняя норма доходности (ВНД) численно равна норме дисконтирования, при которой сумма дисконтированных притоков денежных средств равна величине дисконтированных оттоков денежных средств за расчетный период, включая периоды строительства и эксплуатации. По существу, этот показатель характеризует рентабельность проекта с учетом разновременности доходов и расходов, роста цен, выплаты налогов. Внутренняя норма доходности — это значение нормы дисконтирования, при котором ЧДД = 0.

Существует три способа определения ВНД.

1. **Графический.** В соответствии с этим методом строится график ЧДД = f (Е), точка пересечения этого графика с осью абсцисс (x) равна искомой величине ВНД (табл. 8.2 и рис. 8.2).

Значение ВНД в этом случае составляет 10 %.

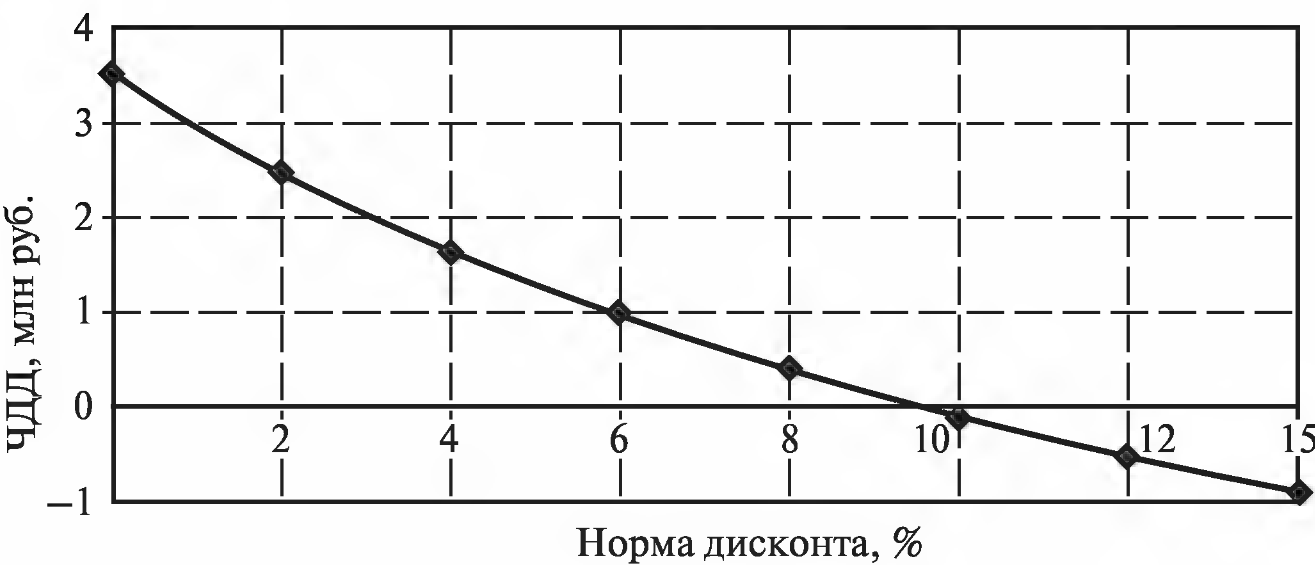


Рис. 8.2. Зависимость ЧДД от нормы дисконта

Таблица 8.2

Зависимость ЧДД от нормы дисконта

Норма дисконта, %	0	2	4	6	8	10	12	15
ЧДД	3,5	2,46	1,61	0,93	0,34	–0,08	0,456	–0,88

2. **Аналитический.** Значение ВНД определяется посредством решения уравнения

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{Т_р} Э_t (1 + Е_{внд})^{-t} = 0,$$

$$Э_t = О_{р\,t} - U_t^1 - Н_t - К_t + К_{лик\,t},$$

где U_t^1 — общие эксплуатационные затраты без учета амортизационных отчислений и финансовых издержек.

При использовании этого метода ВНД определяется последовательным приближением.

3. **Табличный.** Этот метод применяется в частных случаях. Таблицы содержат численные значения ВНД, рассчитанные при определенных значениях исходных данных.

Критерием для принятия решения о целесообразности выбора проекта или оценки эффективности проекта служит выполнение следующих условий:

если ВНД > $Е_{ср}$, то проект экономически выгоден и может быть принят к рассмотрению;

если ВНД = $Е_{ср}$, то все альтернативные варианты равно привлекательны;

если ВНД < $Е_{ср}$, то проект не выгоден.

Если сравнивать несколько проектов, то наилучшим считается проект, который имеет максимальное значение ВНД.

Дисконтированный срок окупаемости

Для расчета дисконтированного срока окупаемости используют как аналитический, так и графический методы. При аналитическом методе дисконтированный срок окупаемости $T_{ок}$ численно равен периоду времени, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет прибыли, полученной от эксплуатации объекта.

При решении уравнения $ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{ок}} Э_t \, (1 + Е)^{-t} = 0$ искомой величиной будет $T_{ок}$. Если срок окупаемости меньше расчетного периода $T_{ок} < T_р$, то проект окупается.

Определение срока окупаемости — один из самых простых и широко распространенных на практике методов, не предполагающих временной упорядоченности денежных поступлений. Алгоритм расчета срока окупаемости $T_{ок}$ строится следующим образом:

суммируется чистая прибыль по годам расчетного периода до тех пор, пока эта сумма не сравняется с суммой инвестиционных расходов;

минимальное значение номера года, в течение которого получают положительное значение разности дисконтированной чистой прибыли и дисконтированной величины инвестиций, является сроком окупаемости, т.е. $T_{ок} = \min t$, при котором сумма доходов превышает сумму инвестиций.

Процесс суммирования можно начать от $t = 0$, а можно — от момента завершения строительства.

При использовании графического метода строят зависимость изменения ЧДД по годам расчетного периода, и точка пересечения этого графика с осью абсцисс является количественным значением $T_{ок}$ (рис. 8.3).

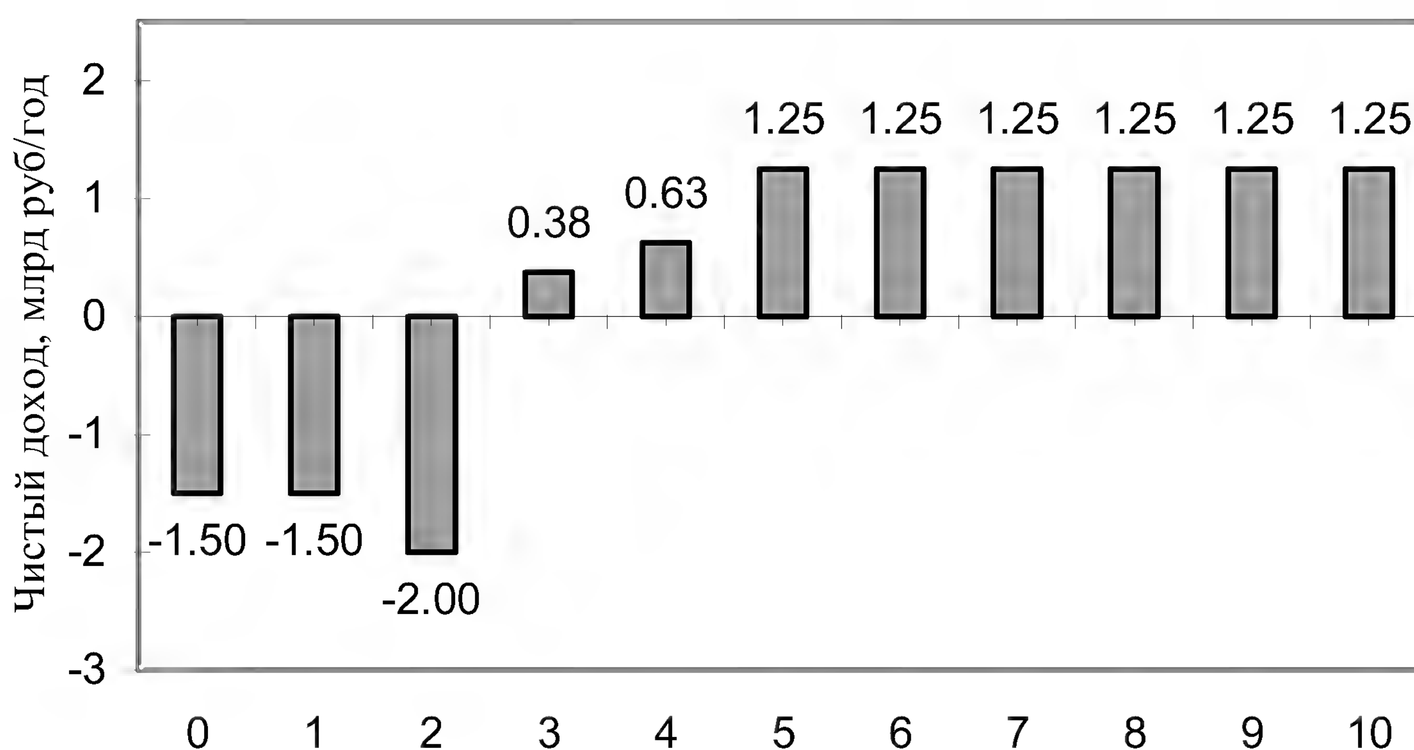


Рис. 8.3. Графический метод определения срока окупаемости

Срок окупаемости является индикатором ликвидности, дает информацию о том, как долго средства будут заморожены в проекте. Длительный период окупаемости означает, что соотношение между годовыми чистыми потоками и начальными инвестициями относительно неблагоприятное. Короткий период окупаемости обычно соответствует высокому годовому чистому потоку денежных средств.

Показатель срока окупаемости инвестиций очень прост в расчетах, но вместе с тем имеет ряд недостатков:

во-первых, он не учитывает влияние доходов последних периодов;

во-вторых, не делает различия между проектами с одинаковой суммой доходов, но различным распределением доходов по годам.

Суммарные дисконтированные затраты

Показатель суммарных дисконтированных затрат применяется для сравнительного анализа вариантов, равных по результатам, т.е. количеству и качеству реализуемой продукции. Суммарные дисконтированные затраты рассчитываются по формуле

$$З_{д} = \sum_{t=0}^{T_{р}} (К_t + И'_t + И_{фt})(1 + Е)^{-t} \to \min ,$$

где $К_t$ — капитальные вложения (инвестиции) в год t; $И'_t$ — издержки без учета амортизации в год t.

Наилучшим считается вариант, которому соответствует минимум дисконтированных затрат. Выбранный вариант должен быть обязательно проверен по приведенным критериям (ЧДД, ИД, ВНД, $T_{ок}$).

В тех случаях, когда при реализации сравниваемых вариантов производится разный объем продукции и привести их в сопоставимый вид невозможно, при анализе используется показатель удельных дисконтированных затрат:

$$З_{уд} = \frac{З_{д}}{\sum_{t=0}^{T_{р}} V_t (1 + Е)^{-t}} \to \min ,$$

где V_t — объем продукции в год t.

Наилучшим является вариант, которому соответствует минимальное значение данного показателя.

Полученное значение $З_{д}$ сопоставляется со средними ценами на продукцию: если $З_{д}$ превышает цену, то при условии отсутствия альтернативы надо ставить вопрос о повышении цены.

В сводной табл. 8.3 содержатся показатели оценки финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов с учетом фактора времени, дана характеристика области их применения и условий использования.

Таблица 8.3

Сравнительный анализ финансово-экономических показателей оценки эффективности инвестиций

Показатель	Обозначение	Область применения	Ограничения или недостатки	База для сравнений
Рентабельность инвестиций	ИД	Предварительный отбор проектов для дальнейшего анализа	Накопительная амортизация должна быть достаточна для замены выбираемого оборудования	Стандартный уровень рентабельности, приемлемый для инвесторов
Простой срок окупаемости	$T_{ок.п}$	Для предварительного отбора	Все сопоставляемые проекты должны иметь одинаковый расчетный цикл	Приемлемый для инвестора срок окупаемости
Чистый дисконтированный доход	ЧДД	Выбор варианта по максимальному $Э_д$	Нельзя использовать для сравнения существенно различающиеся по масштабу проекты	$Э_д > 0$
Внутренняя норма доходности	ВНД	Выбор варианта по максимальной $E_{ВНД}$ используется для сравнения вариантов на любых стадиях оценки, в том числе и для проектов, различающихся масштабом инвестирования и расчетным сроком	Предполагает реинвестирование с нормой, равной Е	Приемлемый для инвестора уровень доходности
Дисконтированный срок окупаемости	$T_{ок}$	Выбор варианта по минимальному значению $T_{ок}$	Не учитывает денежные поступления после окончания срока окупаемости	Приемлемый для инвестора срок окупаемости
Суммарные дисконтированные затраты	$З_д$	Выбор варианта по минимуму $З_д$	Одинаковый расчетный срок и одинаковый произведенный эффект	—
Среднегодовые дисконтированные затраты	$З_{д.ср}$	Выбор варианта по минимуму $З_{д.ср}$	Одинаковый произведенный эффект. Варианты можно сравнить при разном жизненном сроке	—
Удельные дисконтированные затраты	$З_{уд}$	Выбор варианта по минимуму $З_{уд}$	Можно сравнивать варианты с разным расчетным сроком и с разным производственным эффектом	Сравнить с ценой на продукцию: $З_{уд} < Ц$

Основное условие получения объективной оценки экономической или финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов — системность анализа, т.е. рассмотрение всего комплекса показателей.

Экономическую эффективность проекта определяют исходя из характеристик денежных потоков, которые он генерирует, т.е. интенсивность и особенности их изменения во времени по годам расчетного периода, а также соотношение между действительной и текущей стоимостью составляющих доходов и расходов.

Как видно из табл. 8.3, любой из рассмотренных показателей, использующийся для оценки проекта, не может отразить в полной мере все особенности инвестиционного проекта как источника экономических результатов. Кроме того, при сравнении вариантов некоторые показатели могут дать противоречивые результаты. Для повышения качества оценки и получения непротиворечивых рекомендаций по выбору инвестиционных проектов принято ранжировать показатели и использовать многокритериальные методы принятия решений.

В энергетической отрасли с учетом особенностей современного этапа развития экономики при значительной продолжительности реализации проектов и связанной с этим неопределенности исходной информации представляется целесообразным считать наиболее значимым показатель срока окупаемости, который в наибольшей степени определяет инвестиционную привлекательность проекта. Неопределенность получения экономических результатов в будущем значительно повысится с переходом к конкурентному энергорынку. Следующим по значимости за этим показателем можно считать ВНД, так как этот показатель определяет запас «экономической устойчивости» проекта.

Показатели чистого дисконтированного дохода и близкого к нему индекса доходности, которые предполагают оценку прибыльности проекта на протяжении всего расчетного периода, из-за неопределенности информации о будущих доходах и расходах целесообразно использовать в первую очередь для предварительной оценки проекта.

При оценке проектов, связанных с энергосбережением, расчетный период которых не превышает пяти лет, порядок ранжирования показателей может быть изменен.

Учет инфляции при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов

Расчет экономической эффективности можно проводить в базисных, прогнозных и расчетных ценах.

Базисные цены — это цены, сложившиеся на момент проведения расчета. Расчет рекомендуется проводить на стадии технико-экономического решения, т.е. на стадии выбора вариантов осуществления проекта. На стадии технико-экономического обоснования рекомендуется проводить расчет всех денежных потоков в прогнозных ценах. Это позволяет учитывать влияние инфляции.

Инфляция — снижение покупательной способности денежных средств, в результате чего прогнозируемые масштабы затрат и доходов по годам расчетного периода растут в соответствии с принятыми темпами инфляций:

$$Ц_п = Ц_б I,$$

где $Ц_п$ — прогнозная цена; I — индекс инфляции, т.е. индекс изменения цены от первого года к году t.

Расчетные цены применяются для определения показателей эффективности (ВНД, ЧДД):

$$Ц_р = \frac{Ц_п}{1+\alpha_и},$$

где $\alpha_и$ — средний темп инфляции в год t.

При использовании базисных (постоянных) цен обеспечивается соизмеримость всех стоимостных показателей на протяжении срока жизни проекта, при этом необходимо, чтобы исходные параметры, выражающие стоимость капитала (например, процентные ставки по кредитам, депозитным вкладам), были очищены от инфляционной составляющей.

С учетом инфляции различают:

$Е_н$ — номинальную ставку дисконта, существующую на данный момент времени и включающую инфляцию;

$Е_р$ — реальную ставку дисконта, т.е. очищенную от инфляции:

$$Е_р = Е_н - \alpha_и.$$

Формула справедлива, если темп инфляции не высок (от 3…5 %); если темп инфляции больше 5 %, то применяют другую формулу:

$$Е_р = \frac{Е_н \alpha}{1+\alpha}.$$

На всех стадиях предынвестиционных исследований в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Естественно, степень неопределенности будет уменьшаться по мере уточнения исходной информации, изучения сложившейся ситуации, определения целей проекта и конкретных способов их достижения. Однако полностью исклю-

чить неопределенность при планировании в принципе невозможно. Поэтому общая оценка проекта должна выполняться с учетом возможных изменений внешних и внутренних параметров при его осуществлении. Кроме того, риск может быть связан с характером проекта.

Учет инвестиционных рисков вложения капитала способом корректировки нормы дисконтирования

Риск — это возможное уменьшение реальной отдачи капитала по сравнению с ожидаемой. Вложения капитала, связанные с большим риском получения ожидаемого эффекта, в полной мере могут быть оправданы лишь в случаях, когда расчетная норма доходности будет выше, чем при вложении капитала в проекты с меньшим риском.

Один из способов учета риска — добавление надбавки за риск ΔE в величину нормы дисконта — E:

$$E = E_{ср} + \Delta E .$$

Ориентировочные рекомендации по установлению ΔE (по эмпирическим данным):

1) для инвестиций в объекты с традиционными техническими решениями надбавка принимается в пределах 0,02…0,03;

2) для инвестиций в инновационные объекты надбавка может быть принята $\Delta E = 0,03 \ldots 0,1$.

Уровень риска определяется многими факторами, поэтому для уточнения оценок поправок на риск необходимо проводить специальные экономические исследования по конкретному объекту.

8.4. Оценка экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение энергетических объектов

Оценка эффективности инвестиций в развитие производства проводится с использованием экономических критериев, которые должны включать в себя такие виды эффекта, как экономический, социальный, политический, стратегический. Они могут рассматриваться как в стоимостной, так и в нестоимостной форме.

Принципиальных различий в оценке эффективности инвестиций в новое строительство или реконструкцию не существует.

Целью реконструкции действующих энергообъектов может быть:

1) уменьшение потребности во вводе в эксплуатацию новых энергообъектов и благодаря этому экономия капиталовложений;

2) улучшение технико-экономических показателей действующих энергообъектов: снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии и тепла; уменьшение потребности энергии на собственные нужды; снижение потерь в ЛЭП; повышение надежности работы оборудования; сокращение количества персонала;

3) увеличение располагаемой мощности;

4) повышение маневренности работы оборудования;

5) снижение удельных расходов топлива;

6) улучшение социальных и экологических факторов: улучшение условий труда, снижение вредных выбросов.

Интересы заказчика и инвестора при проведении реконструкции часто не совпадают. Для заказчика проведение реконструкции диктуется необходимостью иметь энергообъект требуемого технического уровня. Основная задача — выбор наилучшего варианта на основе многокритериальной оценки.

Инвестор, как правило, предъявляет только экономические требования. Для инвестора оптимальный вариант должен иметь максимальную доходность и минимальный срок возврата капитала.

В качестве альтернативных рассматриваются варианты до реконструкции объекта с учетом выполнения условий сопоставимости. По каждому варианту определяются: капиталовложения, стоимость основных средств, величина эксплуатационных издержек.

Критерием экономической эффективности инвестиций в реконструкцию энергообъекта при рассмотрении альтернативных вариантов является минимум дисконтированных затрат за расчетный период, который складывается из времени проведения реконструкция объекта, периода выхода на режим нормальной эксплуатации и периода нормальной эксплуатации реконструируемого объекта.

Суммарная величина дисконтированных затрат:

$$З_{\text{рек}} = \sum_{i=1}^{m} З_i ,$$

где m — число составляющих затрат; $З_i$ — дисконтированные затраты в определенные мероприятия, которые обеспечивают работу объекта при условии сопоставимости по следующим признакам: по располагаемой электрической и тепловой мощности потребителя, по величине годового отпуска электроэнергии и теплоэнергии потребителю, по уровню цен и тарифов, по воздействию на окружающую среду.

$З_1$ — затраты непосредственно в энергообъект рассчитываются по формуле

$$З_1 = \sum_{i=1}^{T_р} (К_t + И'_t - К_{лик\ t})(1+Е)^{-t},$$

где $К_t$ — величина инвестиций в год t; $И'_t$ — суммарные эксплуатационные издержки без амортизационных отчислений; $К_{лик\ t}$ — ликвидационная стоимость объекта; $Е$ — норма дисконтирования; $T_р$ — расчетный период.

При выборе нормы дисконтирования $Е$ ориентируются:

а) на усредненный показатель доходности акций;

б) на существующие ставки по кредитам;

в) на субъективные оценки.

$З_2$ — затраты в железнодорожный транспорт, автомобильные дороги, газопроводы, внешние коммуникации. Эти затраты рассчитываются аналогично $З_1$.

$З_3$ — затраты в строительство ЛЭП, тепловых сетей, вызванные приростом электроэнергии и теплоэнергии, рассчитываются по формуле аналогичной $З_1$.

$З_4$ — затраты, связанные с выравниванием варианта по энергетическому эффекту — по мощности и энергии у потребителя:

$$З_4 = \sum_{t-1}^{T_р} \Delta Э_t Ц_э (1+Е)^{-t},$$

где $\Delta Э_t$ — разница в отпуске электрической энергии по альтернативным вариантам; $Ц_э$ — стоимость перетока электроэнергии.

$З_5$ — затраты, вызванные простоем реконструируемого оборудования и соответствующим восполнением недоотпуска энергии потребителю. Восполнение электроэнергии связано с покупкой или снижением продаж электроэнергии в смежную энергосистему:

$$З_5 = \sum_{t=1}^{T_р} \Delta Э_t^{рек} (Ц_э - Ц_т b_{ээ})(1+Е)^{-t},$$

где $\Delta Э_t^{рек}$ — суммарный годовой недоотпуск электроэнергии в период реконструкции; $Ц_э$ — стоимость покупной или продаваемой электроэнергии; $Ц_т$ — стоимость топлива на реконструируемом объекте;

$b_{ээ}$ — удельный расход топлива на производство электроэнергии на реконструируемом объекте.

$З_6$ — затраты, связанные с выравниванием вариантов по надежности из-за разных простоев основного энергооборудования при авариях.

В варианте с меньшей надежностью учитываются затраты на дополнительную резервную мощность:

$$З_6 = \sum_{t=1}^{T_р} (К_t + И'_t)(1 + Е)^{-t},$$

где $И'_t$ — эксплуатационные издержки без амортизации по содержанию дополнительной резервной мощности; $К_t$ — капитальные вложения в резервную мощность.

В качестве альтернативы затратам $З_6$ могут быть приняты затраты по покупке резервной мощности в соседних энергосистемах.

$З_7$ — затраты, учитывающие остаточную стоимость основных средств реконструируемых объектов:

$$З_7 = [К_б(1 - \alpha T_{сл}) - К_{лик} - T_ц И_{к.р}](1 + Е)^{-t},$$

где $К_б$ — балансовая стоимость основных средств; α — годовая норма амортизации; $T_{сл}$ — срок службы основных средств; $К_{лик}$ — ликвидационная стоимость, по которой продается оборудование; $T_ц$ — ремонтный цикл; $И_{к.р}$ — издержки на капитальный ремонт.

$З_8$ — затраты, учитывающие разный срок службы альтернативных вариантов (выравнивание по сроку эксплуатации).

Если сравниваемые варианты различаются по сроку эксплуатации, то при расчете вариантов, имеющих меньший срок эксплуатации, чем максимальный, необходимо учитывать дисконтированные затраты, связанные с вводом тепловой и электрической мощности для обеспечения условий сопоставимости по производственному эффекту:

$$З_8 = \sum_{t=T_{э.р}}^{T_р} (К_t + И'_t - К_{лик})(1 + Е)^{-t},$$

где $T_{э.р}$ — расчетный срок эксплуатации реконструируемого объекта.

$З_9$ — дополнительные затраты по доведению выбросов действующей станции до уровня, не превышающего нормативных значений. Рассчитывается аналогично $З_1$.

Для оценки финансово-экономической эффективности необходимо рассматривать интересы инвестора и заказчика.

При выборе наилучшего варианта реконструкции заказчик принимает решение на основе расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат. Однако выбранный вариант должен быть обязательно проверен по другим критериям финансово-экономической эффективности, которые определяются на основе соотношений прироста прибылей и капиталовложений, вызвавших этот прирост.

Прирост прибыли при реконструкции вычисляется как разность величин полученной прибыли до и после проведения реконструкции от реализации энергетической продукции:

$$\Delta П_{рек} = П_2 - П_1 = \sum_{i=1}^{n} П_{2i} - \sum_{i=1}^{n} П_{1i} = \sum_{i=1}^{n} \Delta П_i ,$$

где $П_1, П_2$ — прибыль на рассматриваемом объекте до и после реконструкции; $П_{2i}, П_{1i}$ — то же за счет реализации i-го вида продукции; $\Delta П_i$ — прирост прибыли по i-й продукции; n — число видов продукции:

$$\Delta П_i = (О_{р2i} - И_{2i}) - (О_{р1i} - И_{1i}) .$$

При производстве электроэнергии (оплата по двухставочному тарифу) и теплоты (по одноставочному) прирост прибыли рассчитывается по формуле

$$\Delta П_{ээ} = (N_{уст} + \Delta N)\ (1 - \alpha_{сн_2})[a + h_2(b - \overline{s}_{ээ_2}] -$$
$$- N_{уст}(1 - \alpha_{сн_1})[a + h_1(b - \overline{s}_{ээ_1})] ,$$

где $N_{уст}$ — мощность до реконструкции; ΔN — прирост мощности в результате реконструкции; $\alpha_{сн_1}, \alpha_{сн_2}$ — коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды до и после реконструкции; a, b — основные и дополнительные ставки двухставочного тарифа; $\overline{s}_{ээ1}, \overline{s}_{ээ2}$ — себестоимость отпущенной электроэнергии до и после реконструкции; h_1, h_2 — число часов использования установленной мощности до и после реконструкции.

Аналогично можно рассчитать прирост прибыли от производства дополнительной теплоты:

$$\Delta П_{тэ} = (N_{уст} + \Delta N)(h_2 - h_1)(b - \overline{s}_{тэ}) ,$$

где $\overline{s}_{\text{тэ}}$ — топливная составляющая себестоимости электрической энергии на существующей электростанции.

Для конкретных проектов реконструкции прирост прибыли может определяться по-разному:

1. Если основные фонды энергообъекта имеют практически полный физический и моральный износ и дальнейшая эксплуатация объекта без реконструкции невозможна, то под результатом проекта реконструкции понимается стоимость всей продукции, вырабатываемой на реконструированном объекте.

2. Если цель реконструкции — улучшение технико-экономических показателей эксплуатации действующих достаточно новых основных средств, то в качестве результата может быть принят прирост прибыли от эксплуатации реконструируемого объекта за счет снижения издержек.

3. Возможны случаи «вынужденной» реконструкции, т.е. вызванные внешними факторами, не зависящими от состояния оборудования рассматриваемого энергообъекта, например переход электростанции на сжигание другого вида топлива или изменение параметров тепловой нагрузки промышленного объекта. В этом случае прироста прибыли может и не быть.

К случаям «вынужденной» реконструкции можно отнести реконструкцию энергообъекта по доведению экологических показателей его эксплуатации до современных нормативов. В этом случае результатом является снижение затрат на возмещение ущерба от загрязнения окружающей среды.

8.5. Особенности сравнения вариантов инвестиционных проектов в области промышленной теплоэнергетики

Особенности экономического обоснования технических решений в области промышленной теплоэнергетики по сравнению с общим подходом обусловлены следующими факторами:

- большим количеством возможных вариантов решения технической задачи;
- необходимостью оценки эффективности проведения мероприятий, направленных на повышение энергетического и экологического совершенства отдельных агрегатов сложной производственной системы;
- индивидуальным характером энергообеспечения для автономных объектов.

Рассмотрим подробнее каждый из факторов.

1. Большое количество вариантов решения данной технической задачи определяется широкими возможностями комбинирования, взаимозаменяемостью установок и видов энергетической продукции.

По степени комбинирования можно различать:

- раздельные энергетические установки, производящие по одному виду продукции;
- комбинированные энергетические установки, производящие несколько видов энергетической продукции;
- комбинированные энерготехнологические установки, производящие энергетическую и технологическую продукцию.

Взаимозаменяемость энергетических установок определяется возможностями получения одинаковой продукции от различных установок.

Взаимозаменяемость видов энергетической продукции определяется возможностью использования различных взаимозаменяемых энергоносителей в конкретной промышленной установке.

Кроме того, возможны дополнительные варианты, отличающиеся конструктивными решениями, количеством и параметрами оборудования и др.

Множество возможных вариантов по производству или потреблению энергии требует предварительного приведения их в сопоставимый вид. Основными условиями сопоставимости являются:

- одинаковый энергетический (производственный) эффект;
- оптимальное решение для каждого из сравниваемых вариантов;
- экономические показатели вариантов, которые должны учитывать взаимосвязи, имеющиеся в национальной экономике;
- экономические показатели вариантов, подсчитываемые с учетом фактора времени;
- методы расчета отдельных элементов затрат по сравниваемым вариантам, которые должны быть одинаковыми.

2. Для промышленной теплоэнергетики характерной является необходимость оценки финансово-экономической эффективности мероприятий, предлагаемых для отдельных агрегатов сложной производственной системы. Это связано с особенностями в исходной информации, которая отражает только изменения ряда технико-экономических показателей и часто не содержит промежуточных результирующих показателей производственной системы.

В этих условиях расчетам эффективности должен предшествовать тщательный количественный анализ влияния рассматриваемого мероприятия на отдельные показатели производственной системы: производительность, расход (выработку) энергоносителей, потребление сырья и материалов, капиталовложения, численность обслуживающего персо-

нала и др. На этой основе формируются изменения показателей, подлежащих учету при оценке экономической эффективности мероприятия.

Отсутствие промежуточных результирующих показателей производственной системы, например цены полуфабриката, приводит к необходимости введения в расчет одинаковых условных цен на полуфабрикаты для рассматриваемых вариантов. Такие условные цены могут быть получены исходя из уровня рентабельности продукции, принимаемого равным этому показателю для конечной продукции производственного процесса.

3. На промышленных предприятиях существуют установки индивидуального энергообеспечения (например, установки вентиляции, кондиционирования, тепло- и хладоснабжения вспомогательных служб и др.), для которых капиталовложения, эксплуатационные затраты (издержки) определяются расчетами. Однако обоснованно оценить в стоимостном выражении результаты использования этих установок (объем реализованной продукции, прибыль, рентабельность и др.) не представляется возможным.

Установки индивидуального энергообеспечения практически не связаны с основным производством. Поэтому принимать уровень их рентабельности по значениям рентабельности основного производства (или его части) не совсем корректно.

Для оценки финансово-экономической эффективности энергообеспечения индивидуального объекта целесообразно использовать показатель суммарных дисконтированных затрат за расчетный период $З_\Sigma$ или удельных затрат на единицу продукции $З_{уд}$ при различных производительностях (мощностях) энергетических установок, которые определяются по следующим формулам:

$$З_\Sigma = \sum (И'_t + К_t - К_{лик\,t})(1 + Е_{ср})^{-t} ,$$

$$З_{уд} = \frac{З_\Sigma}{\sum\limits_{t=0}^{T_р} V_t (1 + Е_{ср})^{-t}} ,$$

где $И'_t$ — суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию (амортизацию) в год t; $К_t$ — размер инвестиций в год t; $К_{лик\,t}$ — ликвидная стоимость объекта в год t; $Е_{ср}$ — средняя норма дисконтирования; V_t — отпуск продукции по годам расчетного периода.

Основанием для выбора альтернативного варианта служат минимальные значения $З_\Sigma$ и $З_{уд}$.

8.6. Бизнес-план инвестиционного проекта

Бизнес-план представляет собой документ, в котором формулируются цели предлагаемого к реализации инвестиционного проекта, определяется необходимый комплекс мер в области производства, маркетинга, создания новых или реорганизации существующих структур, содержатся финансовые результаты проекта и определяется потребность в ресурсах для его реализации.

Бизнес-планирование — это метод перспективного планирования, используемый в условиях проектного подхода к организации деятельности предприятия. Одна из особенностей этого метода заключается в отсутствии жестко установленных временных рамок и в разработке планов по организации деятельности только в рамках данного проекта, при этом не рассматривается влияние проекта на производственно-хозяйственную деятельность предприятия.

Основные принципы бизнес-планирования — системность, т.е. рассмотрение проекта как единого целого, и полнота охвата всего комплекса проблем, связанных с разработкой и реализацией проекта.

Несмотря на то что существует большое количество рекомендаций и форм составления бизнес-планов, все они содержат ряд общих разделов.

План первого года реализации выполняется более детально, с разбивкой по кварталам и даже по месяцам.

В ходе разработки бизнес-плана решаются следующие задачи:

- проводятся маркетинговые исследования в целях перспективного позиционирования товара, намеченного к производству;
- выявляются возможности развития предприятия (или создания нового);
- определяются конкретные цели предприятия и устанавливаются количественные показатели развития, сроки реализации проекта;
- разрабатывается комплекс мероприятий и программ их реализации в различных сферах деятельности предприятия: маркетинг, управление качеством, производство, НИОКР, снабжение и сбыт, управление персоналом;
- формируется система управления проектом;
- определяются общая стоимость проекта, его доходность и рентабельность;
- разрабатывается схема финансирования;
- осуществляется поиск инвесторов.

На основе практического применения бизнес-планирования сформировались определенные требования к качеству планирования и информации, которая содержится в бизнес-плане.

Бизнес-план должен быть:

- полным, т.е. содержать всю информацию, которая необходима инвестору для принятия решений, а также другим участникам проекта;
- разработанным в рамках расчетного периода, достаточного для вывода производства на запланированный уровень;
- доказательным, т.е. опираться на реальные и обоснованные предложения;
- модифицируемым, т.е. предоставлять возможность его дальнейшего развития;
- достаточно гибким, чтобы в него можно было вносить коррективы с учетом хода реализации;
- инструментом контроля, позволяющим отслеживать по системе конкретных показателей и сроков график работ и соответствие фактических результатов плановым заданиям;
- понятным, т.е. должна исключаться возможность двойственного толкования выводов, он должен быть написан простым и ясным языком с четкими формулировками.

Все перечисленные задачи бизнес-плана и требования к нему с достаточной степенью определенности формируют общую структуру этого документа.

Рекомендуемая структура бизнес-плана является типовой, однако содержание конкретных бизнес-планов в значительной степени зависит от характера реализуемого проекта. Объем документа, степень соответствия его типовой структуре, детализация информации и характер ее представления не могут быть идентичными в различных проектах.

Предлагаемый макет следует рассматривать как своеобразный перечень вопросов, на которые должны быть даны ответы при подготовке документов, по своему характеру соответствующих бизнес-плану. Конкретные показатели, наполняющие те или иные его разделы, будут безусловно носить специфический характер в каждом отдельном случае.

Основные разделы бизнес-плана:

- общая характеристика проекта (резюме);
- анализ рынков сбыта и предлагаемая стратегия маркетинга;
- производственная программа;
- организационный план;
- юридический план;
- экологическая информация;

- социальная реакция;
- финансово-экономический анализ результатов проекта;
- финансовый план;
- анализ рисков.

Особое внимание должно уделяться общему описанию проекта. Оно должно быть кратким и емким. Резюме проекта реконструкции электростанции должно содержать следующую информацию:

- название проекта;
- характеристику целей проекта;
- основных потребителей и требования к качеству энергоснабжения;
- общую характеристику технологии и оборудования: установленную мощность, тип, количество и технико-экономические характеристики энергоблоков, включая удельный расход топлива; режим работы электростанции;
- график реализации проекта (по блокам для электростанций): дату начала и окончания проекта, период сооружения, период освоения, период производства;
- информацию о размещении предприятия: характеристику местности, расстояние от ближайшего крупного города, площадь занимаемого земельного участка, условия и документы отвода земельного участка, незадействованную земельную площадь, транспортные коммуникации, связывающие город с другими регионами, — железные и автомобильные дороги, водные пути, межсистемные и внутрисистемные линии электропередачи, системы связи и телекоммуникации;
- производственные здания: количество и общую площадь зданий;
- характеристику инфраструктуры и гражданского строительства;
- обеспеченность топливом, включая его доставку;
- характеристику персонала (численность, квалификация и т.п.);
- управление реализацией проекта в период его сооружения и эксплуатации;
- форму собственности и правовой статус предприятия: государственное владение, независимая акционерная компания, совместное предприятие;
- обеспеченность сбыта энергии;
- экологическую характеристику;
- описание социальной реакции;
- требуемую сумму капитальных вложений и предполагаемые источники финансирования;
- обобщенную характеристику результатов финансового анализа.

Приведем краткое содержание каждого из разделов проекта.

Общая характеристика проекта (резюме). Содержит краткое обоснование идеи и целей проекта.

Перечисляются виды продукции — основные, побочные, сопутствующие.

Определяется расположение предприятия. Производится выбор района и конкретной площадки для размещения объекта. Приводятся условия и документы отвода земли. Этот раздел особенно важен, если проект предусматривает создание нового объекта.

Если проводится технико-экономическое обоснование проекта, осуществляемого действующим предприятием, то оценивается необходимость выделения и расширения площадей, возможность их перераспределения. Рассчитываются стоимости земельного участка, арендной платы по выбранному варианту размещения. Оцениваются затраты на инфраструктуру.

Обсуждаются международные и межотраслевые аспекты проекта.

Анализ рынков сбыта включает проработку вопросов по следующим направлениям:

- устанавливается насыщенность рынка предлагаемой продукцией (основной, побочной и сопутствующей);
- определяются современная и перспективная структуры потребителей;
- анализируются факторы, оказывающие влияние на изменение спроса;
- оценивается конкуренция со стороны крупнейших производителей аналогичной продукции, т.е. выделяется свой собственный сегмент рынка и вырабатывается стратегия обеспечения конкурентоспособности;
- прогнозируются тарифы на электроэнергию и тепло и цены на остальные виды продукции.

Стратегия маркетинга. Составляется схема реализации товара: на оптовом и розничном рынках, конкретным потребителям:

- принципы ценообразования на собственную продукцию;
- план расширения объемов продаж;
- эластичность спроса.

Производственная программа, или план производства, готовится организацией, осуществляющей проект, для того, чтобы продемонстрировать потенциальному инвестору свою готовность управлять производством, наращивать его мощность, устойчиво получать прибыль, в том числе за счет снижения издержек, надежной системы материального снабжения предприятия. В этом разделе определяются:

- производственная мощность предприятия, динамика изменения по годам на рассматриваемый период;

- материальные затраты производства. Оценивается потребность в топливе, материалах, полуфабрикатах и т.п. Указываются поставщики, анализируется их репутация, надежность договорных отношений с ними. Если есть заключенные контракты, они приводятся в Приложении к бизнес-плану;
- описание технологии и оборудования. Приводятся данные, полученные на основе проектно-конструкторской документации о технологии производства и требуемом оборудовании, в том числе информация о необходимых НИОКР, лицензиях и импортном оборудовании. Осуществляется отбор наилучших технологических решений. Проводится сравнительная оценка потенциальных поставщиков необходимого оборудования;
- оценка возможных издержек на материальные факторы производства и их динамика на перспективу.

Организационный план. Организационная структура предприятия, функции подразделений предприятия, схема взаимодействия их друг с другом, координация их деятельности и контроль.

Характеристика персонала. Указываются профиль специалистов и их количество, образование, опыт работы, заработная плата.

Вопросы оплаты и стимулирования труда руководящего персонала.

Юридический план. Форма собственности и правовой статус организации: частное владение, государственное владение, независимая акционерная компания, совместное предприятие и т.п.

В случае организации государственного предприятия указываются система подчиненности и границы вмешательства «сверху» в хозяйственную деятельность предприятия.

В случае создания акционерного общества определяется будущее распределение акционерного капитала между возможными акционерами.

Экологическая информация. В разделе приводятся:

- информация о состоянии природной среды в районе, где будет осуществляться проект, и планируемые мероприятия по обеспечению требуемых экологических норм;
- результаты проверок и оценок экологической ситуации;
- предлагаемые меры контроля состояния среды;
- ожидаемое влияние проекта на экологию;
- потенциальные обязательства по охране среды, которые должны быть сделаны в случае реализации проекта.

Социальная реакция. В данном разделе отражается информация об ожидаемом влиянии проекта на население и социальной реакции на строительство (расширение, реконструкцию) энергообъекта, характеризующая:

- формы участия населения, интересы которого затрагивает строительство или реконструкция энергообъекта, в обсуждении проекта;
- формы и объем компенсационных мероприятий населению в связи с реализацией проекта;
- наличие, количество, состав общественных объединений, выступающих против (за) строительства объекта, их политическая и техническая ориентация.

Финансовый план содержит информацию, на основе которой производится финансово-экономическая оценка проекта, рассчитываются основные финансово-экономические показатели эффективности проекта.

С точки зрения инвестора этот раздел является центральным, так как позволяет определить привлекательность проекта по сравнению с другими направлениями вложения средств. Вся остальная информация бизнес-плана служит для обоснования надежности данных этого раздела.

Финансовый план должен включать подразделы:

- общие исходные данные;
- объем реализации;
- капиталовложения;
- ежегодные издержки производства;
- схема финансирования проекта;
- финансово-экономическое обоснование проекта;
- отчет о прибылях;
- вступительный баланс*;
- отчет о движении денежных средств (потоки наличности).

Анализ рисков содержит информацию о наиболее опасных рисках с точки зрения вероятности их реализации и масштабов воздействия на проект и предприятие. В разделе приводятся результаты качественного и количественного анализа, интегральная оценка рисков проекта.

Приложения. Последняя часть бизнес-плана состоит из всех документов и источников, на которые опирались разработчики при его подготовке и обосновании. Это могут быть различные справки, письма от клиентов и партнеров, копии контрактов, прейскуранты, статистические обзоры, результаты специальных исследований. Все эти данные должны быть свидетельством надежности информации, на основе которой отбиралась идея бизнес-плана, строилось ее обоснование и разрабатывалась стратегия реализации.

---

* Вступительный баланс содержит информацию об основных и оборотных средствах, необходимых для осуществления проекта, и источниках финансирования.

Содержание и глубина проработки бизнес-плана должны быть достаточными для доказательства инвестиционной привлекательности проекта для всех участников проектной деятельности.

Вопросы для повторения

1. Какие виды инвестиционных проектов реализуются в энергетической отрасли?

2. На какие этапы делится инвестиционный цикл?

3. Перечислите основные показатели, которые используются для оценки проекта без учета фактора времени.

4. Назовите основные показатели, которые используются для оценки проекта с учетом фактора времени.

5. С какой целью используют дисконтирование результатов и затрат при проведении экономического анализа?

6. Дайте определение цены капитала и нормы дисконта. Почему численное значение нормы дисконта зависит от источников финансирования?

7. Каковы принципы организации финансово-экономического анализа инвестиционных проектов?

8. Перечислите наиболее распространенные методы учета рисков инвестиционных проектов.

9. Как учитывается инфляции при оценках финансово-экономической эффективности проектов?

10. Какие условия должны выполняться при сравнении вариантов инвестиционных проектов в промышленной энергетике?

11. Назовите цели и задачи разделов бизнес-плана.

Глава 9

ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

9.1. Методы и принципы планирования. Виды планов

Планирование — это разработка и установление руководством предприятия системы количественных и качественных показателей, определяющих темпы, пропорции и тенденции развития данного предприятия как в текущем периоде, так и на перспективу. Планирование, административное управление и координация деятельности предприятия — одна из важнейших функций менеджмента.

В современном понимании планирование — это умение определить цели, разработать мероприятия для их достижения, оценить потребность в ресурсах для их реализации. На основе плана в дальнейшем осуществляются организация запланированных работ, мотивация задействованного для их выполнения персонала, контроль результатов.

Для того чтобы планирование было эффективным, т.е. способствовало успеху фирмы в конкурентной борьбе, повышению ее конкурентных преимуществ, необходимо опираться на научные принципы планирования, которые должны соблюдаться при любом виде планирования, в том числе производственном.

Принципы планирования определяют характер и содержание плановой деятельности на предприятии.

1. Принцип единства предполагает единое направление плановой деятельности на предприятии. Этот принцип реализуется при системном подходе к планированию.

2. Принцип участия показывает, что каждый работник предприятия становится участником плановой деятельности независимо от должности и выполняемых функций.

3. Принцип непрерывности означает, что процесс планирования на предприятиях должен осуществляться постоянно.

4. Принцип гибкости взаимосвязан с принципом непрерывности и заключается в придании планам и процессу планирования способности менять свою направленность в связи с возникновением непредвиденных обстоятельств.

Для осуществления принципа гибкости планы составляются так, чтобы в них можно было вносить изменения. Поэтому планы должны содержать *резервы*, так называемые «надбавки безопасности».

5. Принцип точности выражается в том, что всякий план должен быть составлен с такой точностью, чтобы он обеспечивал нормальную работу предприятия с учетом неизбежных изменений внешних и внутренних условий.

Очевидно, что точность плана должна соответствовать точности исходной информации.

В практике управления производственно-хозяйственной деятельностью предприятий используются различные методы планирования:

- *балансовый;*
- *расчетно-аналитический;*
- *экономико-математического моделирования;*
- *графоаналитические;*
- *программно-целевой.*

Балансовый метод планирования обеспечивает установление связей между потребностями в ресурсах и источниках их покрытия, а также между разделами плана. Например, балансовый метод увязывает производственную программу с производственной мощностью предприятия, трудоемкость производственной программы с численностью работающих. На предприятии составляются балансы производственной мощности, рабочего времени, материальный, энергетический, финансовый и др.

Расчетно-аналитический метод используется для расчета показателей плана, анализа их динамики и факторов, обеспечивающих необходимый количественный уровень показателей. В рамках этого метода определяется базисный уровень основных показателей плана и их изменения в плановом периоде за счет влияния основных факторов, рассчитываются индексы изменения плановых показателей по сравнению с базисным уровнем.

Метод экономико-математического моделирования применяются для разработки экономических моделей, отражающих зависимость количественных параметров (показателей) от влияния основных факторов, альтернативных вариантов плана и выбора оптимального.

Графоаналитический метод дает возможность визуализации результатов экономического анализа графическими средствами. С помощью графиков выявляется количественная зависимость между сопряженными показателями, например между темпами изменения фондоотдачи, фондовооруженности и производительности труда.

Сетевые графики являются разновидностью графоаналитических методов. С их помощью моделируется параллельное выполнение работ в пространстве и времени по сложным объектам, например реконструкция цеха, разработка и освоение новой техники и др.

Программно-целевые методы позволяют составлять план в виде программы, т.е. комплекса задач и мероприятий, объединенных одной целью и приуроченных к определенным срокам. На основе ранжирования целей (генеральная цель — стратегические и тактические цели — программы работ) составляется граф типа «дерево целей» — исходная база для формирования системы показателей программы и оргструктуры управления ею.

Результаты планирования представляют в виде системы планов. Система планов формируется исходя из производственной программы работы предприятия. При разработке этой программы решаются следующие задачи.

Задачи планирования производства

1. Планирование объемов выпуска продукции, качество которой должно соответствовать требованиям рынка, в течение планового периода.

2. Планирование путей развития производства в соответствии с тенденциями изменения рынка и с учетом внутренних факторов развития.

3. Обоснование производственной программы, включающее:

а) разработку балансов производственных мощностей;

б) выбор оптимального варианта производственной программы по критерию минимума издержек. При этом должны рассматриваться различные варианты загрузки оборудования, использование ресурсосберегающих технологий, оптимизация запасов, рационализация обслуживания основного производства, мероприятия по повышению производительности труда;

в) определение потребности в ресурсах: основных фондах, производственных площадях, материальных, трудовых и финансовых ресурсах для реализации производственной программы;

г) разработку мероприятий по повышению качества продукции;

д) расчет технико-экономических показателей производства: издержек производства, себестоимости продукции, показателей эффективности использования основных фондов и оборотных средств, производительности труда.

Помимо структурного фактора системообразующим является также время. На на основе этого фактора формируется следующая система планов для предприятия в целом и для его подразделений: стратегический, среднесрочный, краткосрочный и оперативный. Эти планы различаются *периодом планирования, т.е. продолжительностью планового периода.* Периоды планирования в рыночных условиях предприятие устанавливает самостоятельно.

Обычно при разработке стратегических планов рассматривается перспектива от 3 до 5—7 лет. Для энергетической отрасли стратегия формируется на период до 20 лет. Среднесрочный план разрабатывается на 2—3 года в зависимости от характера производства, краткосрочный, или текущий, — на период до 1 года. Оперативный план разрабатывается на период до одной недели, а для электроэнергетики оперативный план разрабатывается по часам суток.

9.2. Балансовый метод планирования в теплоэнергетике

Состояние энергетического хозяйства и возможные перспективы его развития характеризуются многоуровневой системой энергетических балансов, обеспечивающих для рассматриваемого объекта (мира, страны, региона, отрасли, предприятия, цеха, установки и т.п.) согласование прихода и расхода всех видов энергии по всем фазам ее преобразования в границах данного объекта.

Баланс — это равенство между приходом и расходом. Термин «энергетический баланс» означает полное количественное равенство в данный момент времени между расходом и приходом топлива и энергии в энергетическом хозяйстве. Принципиальная структура энергетического баланса приведена в табл. 9.1.

Задача энергетического баланса — обеспечение количественного согласования потребностей в энергетических ресурсах и возможностей их производства на протяжении планируемого периода.

Сущность баланса состоит в определении потребности в каком-либо виде продукции и установлении источников покрытия этой потребности.

Балансы бывают:

1) материальные (в натуральном выражении), например по металлу, топливу, сельскохозяйственной продукции и т.п.

2) общеэкономические: баланс рабочей силы, денежных расходов и доходов и т.п.

Таблица 9.1

Принципиальная схема энергетического баланса

Энергопотребляющие процессы								Энергетические установки	Виды расходуемых энергоресурсов					
Осветительные	Силовые	Высокотемпературные	Среднетемпературные	Низкотемпературные	Химические	Электротехнологические	ИТОГО		Гидроэнергия	Твердое топливо	Нефть, газ	Побочные ресурсы	Ядерное топливо	*ИТОГО:*
+	+	+	+	+	+	+		Электростанции	+	+	+	+	+	
	+		+	+	+			Котельные		+	+	+		
	+	+						Установки непосредственного потребления топлива		+	+	+		
								Итого:						

Для энергетики материальными балансами являются: баланс топливных ресурсов, балансы по видам энергии, в том числе баланс тепловой энергии, баланс электрической энергии.

Энергетический баланс охватывает все элементы энергетического хозяйства от источника получения первичных ресурсов до полезного использования всех видов энергии. При составлении энергетических балансов учитываются также экспорт и импорт энергоресурсов и электроэнергии.

Энергетический баланс, как любой баланс, содержит расходную и приходную части. Расходная — отражает потребность в топливе, электроэнергии, тепловой энергии различных параметров. Приходная часть определяет уровень добычи и производства топливно-энергетических ресурсов, необходимых для удовлетворения этих потребностей.

Энергетический баланс классифицируется по следующим признакам:

по стадиям энергетического потока — добыче, переработке или преобразованию и конечному использованию;

по энергетическим установкам и объектам — обогатительным фабрикам, электростанциям, котельным, промышленным предприятиям и др.;

по целевому назначению — силовым, тепловым, электрохимическим и электрофизическим процессам, освещению;

по использованию — полезная энергия, потери;

по экономике в целом и отдельным отраслям промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

Топливно-энергетический баланс — это баланс производства и потребления всех видов топлива и энергии. Он предусматривает обеспечение потребителей по отраслям промышленности, по экономическим районам, крупным территориям с учетом наиболее эффективного использования ресурсов.

В топливно-энергетических балансах все виды энергии и топлива обычно выражаются в сопоставимых единицах — тоннах условного топлива (т у.т.), при этом энергия ГЭС и АЭС учитывается по среднему удельному расходу топлива на отпущенный 1 кВт·ч с шин ТЭС в соответствующий год.

Баланс электроэнергии — это баланс потребности экономики в электроэнергии и производства ее различными типами электростанций:

$$Э_{\text{выр}}^{\text{с}} + Э_{\text{выр}}^{\text{бл.с}} + Э_{\text{пок}} = Э_{\text{потр}} + Э_{\text{прод}} + \Delta Э_{\text{пот}};$$

$$Э_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^{n} Э_{\text{п.п}\,i} + Э_{\text{тр}} + Э_{\text{пр}}^{\text{с.х}} + Э_{\text{к.б}}^{\text{с.х}} + Э_{\text{к.б}}^{\text{г}},$$

где $Э_{\text{выр}}^{\text{с}}$ — количество электроэнергии, выработанное энергосистемой; $Э_{\text{выр}}^{\text{бл.с}}$ — количество электроэнергии, выработанное блок-станцией; $Э_{\text{пок}}$ — количество покупной электроэнергии; $Э_{\text{потр}}$ — количество потребленной электроэнергии; $Э_{\text{прод}}$ — количество электроэнергии, проданной в другие энергосистемы; $\Delta Э_{\text{пот}}$ — величина потерь в энергосистеме; $\sum_{i=1}^{n} Э_{\text{п.п}\,i}$ — количество электроэнергии, потребленной промышленными предприятиями [промышленный потребитель характеризуется графиком потребления электроэнергии, зависящим от технологического процесса: с непрерывным производством и с прерывным производством (1—3 смены)]; $Э_{\text{пр}}^{\text{с.х}}$ — количество электроэнергии, потребленной сельским хозяйством на производственные нужды. Это сезонный потребитель, режим потребления кото-

рого зависит от вида сельскохозяйственной продукции (полеводство, животноводство); $Э_{к.б}^{с.х}$ — количество электроэнергии, потребленной коммунально-бытовыми сектором в сельском хозяйстве; $Э_{к.б}^{г}$ — количество электроэнергии, потребленное городским коммунально-бытовым хозяйством. Зависит от размера города, степени использования электроплит и электроотопительных приборов, от развития города, этажности домов и т.п.

В приходной части баланса — производство электроэнергии различными станциями, а в расходной части — суммарная потребность в электроэнергии всех потребителей. Расходная часть баланса должна быть равной приходной:

$$Э_{выр} = Э_{расх}.$$

Расходная часть электробаланса разделяется по отраслям народного хозяйства.

Таблица 9.2

Энергобаланс по отраслям народного хозяйства

Приходная часть	Расходная часть
ТЭС АЭС ГЭС Другие электростанции	Промышленность Строительство Транспорт Сельское хозяйство Коммунально-бытовые нужды
	Итого полезный отпуск: Потери в электрических сетях и расход на собственные нужды
	Итого: Экспорт
Итого:	Всего:

Баланс электроэнергии неразрывно связан с балансом электрической мощности — балансом максимальной нагрузки потребителей и генерирующих мощностей с учетом рациональной величины резерва, МВт:

$$\sum_{i=1}^{n_{ст}} N_{расп} = \sum P_{max}^{с} + N_{пер} + N_{рез}^{с} + \sum_{i=1}^{n} N_{с.н} + \Delta N_{пот}^{ЛЭП},$$

где $\sum_{i=1}^{n_{ст}} N_{расп}$ — сумма располагаемых мощностей всех станций системы; $\sum P_{max}^{с}$ — совмещенная сумма максимумов нагрузки энергосистемы; $N_{пер}$ — передаваемая мощность в другие энергосистемы; $N_{рез}^{с}$ — эксплуатационный резерв системы, который используется в качестве аварийного резерва, ремонтного и нагрузочного резервов; $\sum_{i=1}^{n} N_{с.н}$ — потребление электроэнергии на собственные нужды станции; $\Delta N_{пот}^{ЛЭП}$ — компенсация потерь мощности в ЛЭП.

Баланс тепловой энергии представляет собой баланс потребности в тепловой энергии и ее производства. Потребность в теплоте складывается из технологического теплопотребления, а также расхода на отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха и горячее водоснабжение (табл. 9.3).

Таблица 9.3

Баланс тепловой энергии

Приходная часть	Расходная часть
Электростанции Котельные Теплоутилизационные установки Тепловые насосы Установки по сжиганию мусора	Промышленное потребление Потребление жилищно-коммунальным хозяйством Потери в тепловых сетях
Итого	*Итого*

Наибольшую долю в покрытии потребности в тепле в экономике занимает централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, от районных и промышленных котельных. Большая доля расходной части приходится на промышленность, причем на технологические нужды.

К наиболее теплоемким отраслям промышленности относятся химическая, нефтеперерабатывающая, целлюлозно-бумажная и пищевая.

Тепло, расходуемое на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, в общем расходе тепла по отдельным отраслям промышленности составляет:

в машиностроении 30…90%;

в металлургии 40…60%;

в химической и нефтехимической отраслях ~ 20%;

в пищевой промышленности 10…30%;

в целлюлозно-бумажной ~ 10%.

Баланс топлива представляет собой баланс добычи, переработки, транспорта и потребления топливных ресурсов.

Расходная часть баланса топлива характеризует потребности в топливе (с учетом взаимозаменяемости его), непосредственно используемом в установках, группировку потребителей по их требованиям, предъявляемым к качеству топлива. Так как ряд энергетических и технологических установок может использовать только определенные виды топлива, то кроме свободных топливных балансов составляются также балансы по отдельным видам топлива.

Теплоэнергетический баланс и нормирование энергопотребления на промышленном предприятии. Под теплоэнергетическим балансом предприятия понимается общий энергетический баланс, из которого исключен электробаланс.

Теплоэнергетический баланс имеет также две части: расходную и приходную. Расходная часть определяет потребность промышленного предприятия в топливе, теплоте, сжатом воздухе, кислороде, холодильных агентах, воде и т.п. Приходная часть определяет собственные источники удовлетворения этой потребности (от промышленной ТЭЦ, промышленной котельной, компрессорной станции и т.п.) и получение их со стороны (с топливных баз, с районной ТЭЦ или котельной).

Планирование расходной части теплоэнергетического баланса промышленного предприятия производится на основе его производственной программы и норм расхода энергоносителей (электроэнергия, пар, горячая вода, топливо).

Норма расхода энергоносителей — это максимально допустимое количество энергоносителя, необходимого для производства единицы продукции установленного качества.

Расчет потребности в энергоносителях на данный период времени (месяц, квартал, год) производится по формулам:

$$Э = эV\ ;\ Q = qV\ ;\ B = bV\ ;\ W = wV,$$

где Э*, Q, B, W* — потребность в электроэнергии, теплоте, топливе, сжатом воздухе за данный период времени, кВт·ч/период; т у.т/период; тыс. $м^3$/период; э*, q, b, w* — норма расхода электроэнергии, теплоты, топлива, сжатого воздуха на единицу продукции: кВт·ч/ед. пр.; т у.т/ед. пр.; тыс. $м^3$ /ед. пр.; *V* — объем продукции за данный период времени, ед. пр.

Нормы расходов энергоносителей изменяются во времени и зависят от типа производства, структуры и характеристики продукции, совершенства технологического оборудования и степени его использования, степени автоматизации и др.

К факторам, влияющим на снижение норм, относят: улучшение использования оборудования, увеличение единичной мощности агрегата и повышение их КПД, переход на непрерывные технологические процессы, не требующие многократного охлаждения и нагрева материала, внедрение комбинированных и безотходных производств, использование автоматизированной системы управления технологическими процессами и предприятиями.

На повышение норм влияют: увеличение доли энергоемких видов продукции (производство пластмасс, химических волокон и др.), ужесточение требований к качеству продукции, усложнение процессов термической обработки материалов, рост механизации производственных процессов, улучшение условий труда, защита окружающей среды, усложнение условий добычи сырья и др.

Анализ норм показывает, что в зависимости от характеристик производств они изменяются в различных направлениях. По мере совершенствования технологии производства и внедрения энергосберегающих мероприятий происходит постепенное снижение норм энергоносителей. Так, для *электроемких производств* (производство алюминия, электростали, никеля, магния, титана и т.п.) характерным является снижение удельных расходов электроэнергии под влиянием мероприятий по экономии электроэнергии (модернизация, совершенствование и автоматизация процессов и оборудования и т.п.).

Для *топливоемких производств* (предприятия черной металлургии и др.) основной тенденцией является снижение удельных расходов топлива при росте удельных расходов электроэнергии.

Снижение удельных расходов топлива обеспечивается совершенствованием технологических процессов, более полным использованием вторичных энергоресурсов, дальнейшей автоматизацией и механизацией. Повышение удельных расходов электроэнергии определяется увеличением доли выпуска более электроемкой продукции (холодный листовой прокат, прокат с предварительной термообработкой), а также расходом энергии на механизацию и т.п.

Для *теплоемких производств* (текстильное производство и др.) наблюдается снижение удельных расходов теплоты и повышение удельных расходов электроэнергии за счет механизации, автоматиза-

ции производственных процессов, использования кондиционированного воздуха, улучшения освещенности.

Нормы расхода энергоносителей разделяются на индивидуальные и отраслевые.

Индивидуальные нормы разрабатываются на предприятии применительно к конкретным условиям его производства. Индивидуальные нормы разделяются на технологические, цеховые и общезаводские.

Технологические нормы включают затраты на технологический процесс — полезный расход, экономически обоснованные потери, расходы на разогревы и пуски после простоев.

Цеховые нормы включают все расходы цеха, относимые на единицу продукции: затраты на технологический процесс, расходы на цеховой транспорт, покрытие потерь энергоносителей во внутрицеховых сетях, на отопление, кондиционирование воздуха и др.

Общезаводские нормы учитывают то же самое в масштабах завода.

Отраслевые нормы устанавливаются на соответствующие виды планируемой продукции и используются при составлении энергобалансов экономического района, страны.

Отраслевые нормы на однородную продукцию, производимую на разных предприятиях, определяются по формуле

$$q_0 = \frac{q_1 V_1 + q_2 V_2 + \ldots + q_n V_n}{V_1 + V_2 + \ldots + V_n},$$

где $q_1, q_2, \ldots, q_n$ — общезаводские нормы на данную продукцию по первому, второму, …, n-му промышленному предприятию; $V_1, V_2, \ldots, V_n$ — годовые объемы выпуска продукции соответственно.

Важное значение в нормировании имеет выбор единицы продукции, на которую должна устанавливаться норма.

На предприятиях (цехах), выпускающих один вид продукции, нормы расхода топлива (теплоты) целесообразно устанавливать на единицу продукции, выраженную в натуральных единицах (тонна, изделие, квадратный метр и т.п.)

Предприятиям же с разнообразной продукцией общезаводские нормы удельных расходов топлива, теплоты устанавливаются на единицу основной продукции, остальные виды продукции с учетом их энергоемкости приводятся к основной.

Энергетические балансы разделяются на плановые и отчетные.

Плановые балансы служат для определения потребности в топливе, теплоте, электроэнергии (расходная часть балансов), разработки наиболее рациональных способов покрытия этой потребности (при-

ходная часть балансов) и оценки экономичности принятого технического решения.

Отчетные (фактические) балансы служат для анализа энергопотребления, выявления источников потерь, разработки мероприятий по экономии топлива, теплоты, электроэнергии и др.

По периодам времени различаются балансы:

а) текущие (на один год);

б) перспективные (на ряд лет).

9.3. Оптимизация режимов работы электростанций

Для планирования производственной программы генерирующих источников необходимо определить рациональные режимы их работы. Генерирующими источниками могут быть электростанции, блоки, котло- и турбоагрегаты. Основным, нормальным режимом работы оборудования является установившийся режим, при котором обеспечиваются мощность и выработка энергии (тепловой или электрической) в соответствии с графиком нагрузки (соответствующим данному режиму) в заданный период времени.

Одной из особенностей энергетического производства является необходимость обеспечения баланса между производством и потреблением электроэнергии и теплоты. Режимы работы электростанций определяются в результате распределения нагрузки между параллельно работающими в одной зоне графика нагрузки энергосистемы электростанциями, исходя из экономичности их работы. При планировании в качестве исходной информации используются графики для характерных суток рассматриваемого периода.

Для решения задачи планирования производственной программы необходимо основываться на оптимальных режимах работы оборудования. Под оптимальным понимается такое распределение нагрузки между параллельно работающими генерирующими источниками, при котором обеспечивается минимальный расход энергоресурсов на выработку требуемого количества энергии. В зависимости от постановки задачи оптимизации энергоресурсами могут быть расходы топлива, тепла, водных ресурсов. Оптимизация может проводиться и в целях минимизации затрат на энергоресурсы.

Для определения оптимальных нагрузок используются методы математического моделирования.

Одной из важнейших задач эксплуатации является оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы и отдельными их блоками и агрегатами.

Экономико-математическая модель задачи оптимизации параллельно работающих генерирующих источников включает в себя следующие элементы:

целевую функцию

$$E = E_1 + E_2 + \ldots + E_i + \ldots + E_n = \sum_{i=1}^{n} E_i \Rightarrow \min, \qquad (9.1)$$

где n — количество генерирующих источников; $E_1, \ldots, E_n$ — расход энергоресурсов генерирующим источником, $E_1 = f(W_1)$; $E_2 = f(W_2)$; …; $E_n = f(W_n)$; W_i — отпуск энергии (нагрузка) i-го источника;

уравнения ограничений

а) балансовое

$$W = W_1 + W_2 + \ldots + W_n, \qquad (9.2)$$

где $W = \sum_{i=1}^{n} W_i$ — заданное количество отпуска энергии (суммарная нагрузка всех агрегатов);

б) в виде неравенств

$$W_{i\,\min} \le W_i \le W_{i\,\max}.$$

В общем случае уравнений ограничения может быть m при условии $m < n$.

Если расходные характеристики генерирующих источников E_i являются непрерывными с непрерывно возрастающими производными при увеличении нагрузки W_i, то для решения задачи оптимального распределения нагрузок можно использовать метод множителей Лагранжа. Суть этого метода состоит в следующем. В описанную экономико-математическую модель включают вспомогательную функцию

$$\Phi = E(W_1, W_2, \ldots, W_n) + \lambda(W_1 + W_2 + \ldots + W_n), \qquad (9.3)$$

где λ — неопределенный множитель Лагранжа.

Если уравнений ограничений больше одного, то

$$\Phi = E(W_1, W_2, \ldots, W_n) + \sum \lambda_j (W_1 + W_2 + \ldots + W_n). \qquad (9.4)$$

Необходимое условие минимума функции Φ при условии, что W_i являются независимыми переменными, определяется по формуле

$$\frac{\partial \Phi}{\partial W_1} = \frac{\partial \Phi}{\partial W_2} = \ldots = \frac{\partial \Phi}{\partial W_i} = \ldots = \frac{\partial \Phi}{\partial W_n} = \lambda. \qquad (9.5)$$

Отсюда

$$\frac{\partial E_1}{\partial W_1} + \lambda = 0\,, \quad \frac{\partial E_2}{\partial W_2} + \lambda = 0\,, \;\; \ldots, \quad \frac{\partial E_n}{\partial W_n} + \lambda = 0\,.$$

Таким образом, *минимальный расход энергоресурсов* (тепла, топлива, водных ресурсов) на электростанции и в энергосистеме находится как экстремум функции (9.3) или (9.4), который определяется системой уравнений (9.5), получаемых дифференцированием подынтегрального выражения по переменным W_1, W_2, …, W_n.

Используя условие (9.5), можно определить значение оптимальной нагрузки для каждого из генерирующих источников.

Для обеспечения минимального расхода энергоресурсов нагрузка генерирующих источников должна быть такой, чтобы величина удельного прироста расхода энергоресурсов этих агрегатов была одинаковой:

$$\left.\begin{array}{l} \dfrac{\partial E_1}{\partial W_1} = r_1; \quad \dfrac{\partial E_2}{\partial W_2} = r_2; \quad ...; \quad \dfrac{\partial E_n}{\partial W_n} = r_n; \\ r_1 = r_2 = ... = r_n = r, \end{array}\right\} \qquad (9.6)$$

где n — количество генерирующих источников; r_1, r_2, …, r_n — величины удельных приростов расхода энергоресурсов на генерирующих источниках 1, 2,…, n.

Этот метод оптимального распределения нагрузок получил название *метода относительных приростов*. Он дает достаточную для практических целей точность при планировании производственной программы предприятий.

На практике условие равенства относительных приростов обеспечивается только при распределении нагрузки между однотипными генерирующими источниками. Поэтому оптимальное распределение достигается при загрузке генерирующих источников в порядке возрастания относительных приростов.

Для уточнения распределения нагрузок следует использовать нелинейные зависимости E_i от W_i. В этом случае требуется применение более сложного математического аппарата из числа методов математического программирования.

Чтобы применять этот метод, необходимо располагать энергетическими характеристиками агрегатов, устанавливающими зависимость расхода тепла от нагрузки агрегата.

Энергетическая характеристика отражает зависимость между входными, выходными параметрами и потерями. Существует три вида энергетических характеристик:

- абсолютные (расходные);
- относительные;
- дифференциальные.

Абсолютные (расходные) характеристики показывают взаимосвязь между первичной и вторичной энергией. К ним относятся зависимости:

- расхода топлива электростанцией от ее мощности

$$B_{ст}=f(P_{ст});$$

- расхода топлива котлом от его теплопроизводительности

$$B_{к}=f(Q_{ч});$$

- расхода тепла на турбину в зависимости от ее электрической мощности

$$Q_{ч}=f(P_{т}).$$

Этот показатель ($Q_{ч}$) может быть измерен в весовых и тепловых единицах.

Относительные характеристики используются для расчета первичной энергии при заданных нагрузках. К ним относятся удельные расходы топлива, теплоты и КПД:

$$b_{уд}=f(P_{ст}); \quad \eta_{ст}=f(P_{ст}).$$

Удельные расходы характеризуют экономичность работы:

для котла, т у.т/ ГДж,

$$b_{к}=B_{ч}/Q_{к};$$

для турбин, (ГДж/ч)/МВт,

$$q_{т}=Q_{т}/P_{т};$$

для блока или электростанции, т у.т/ МВт,

$$b_{уд}=B_{ч}/P,$$

где $B_{ч}$ — часовой расход топлива котлом, т у.т/ч; $Q_{к}$ — часовая производительность котла по теплоте, ГДж/ч; $Q_{т}$ — расход пара турбиной, ГДж/ч; $P_{т}$, P — электрическая нагрузка турбоагрегата и электростанции, МВт.

Дифференциальные характеристики используются для определения оптимальных режимов работы агрегатов, т.е. нахождения условий, при которых расход топлива и теплоты или себестоимость энергии будут минимальными при условии соблюдения графика нагрузки:

$$\frac{\partial B_{ст}}{\partial P_{ст}}=f(P_{ст}); \quad \frac{\Delta B_{ст}}{\Delta P_{ст}}=f(P_{ст}).$$

Расходные энергетические характеристики котлов — это зависимости между количествами подводимого топлива и получаемой теплоты. Строятся эти характеристики для установившегося режима и определенных условий эксплуатации, т.е. когда давление пара, температура питательной воды и вид топлива соответствуют нормам. Если при эксплуатации условия отличаются, то применяются соответствующие нормы-поправки. Характеристики получают в результате испытаний котлов при разных тепловых нагрузках.

Расходные характеристики паровых котлов строятся на основе их тепловых балансов. Тепловой баланс, ГДж/ч, может быть представлен в виде

$$Q_{\text{ч.к}} = Q_1 + \Delta Q;$$

$$\Delta Q = \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \Delta Q_5 + \Delta Q_6,$$

где Q_1 — полезно используемое тепло; ΔQ_2 — потери тепла с уходящими газами; ΔQ_3 — потери тепла от химической неполноты сгорания; ΔQ_4 — потери тепла от механической неполноты сгорания; ΔQ_5 — потери тепла в окружающую среду от наружной поверхности агрегата; ΔQ_6 — потери тепла с физической теплотой шлаков.

Зависимости отдельных видов потерь от полезной нагрузки устанавливаются на основе испытаний парового котла (рис. 9.1). Характеристики строятся в пределах от минимальной нагрузки до максимальной. Минимальная нагрузка — наименьшая нагрузка, с которой котел может работать длительно без нарушения циркуляции или процесса горения. Обычно $Q_{1\min}$ зависит от вида топлива и типа котла:

для газа-мазута $Q_{1\min} = 30\ \%\ Q_{\text{ном}}$;

для твердого топлива $Q_{1\min} = 50\ \%\ Q_{\text{ном}}$.

Максимальная нагрузка $Q_{1\max}$ — это наибольшая нагрузка, при которой котел может длительно работать без вредных последствий.

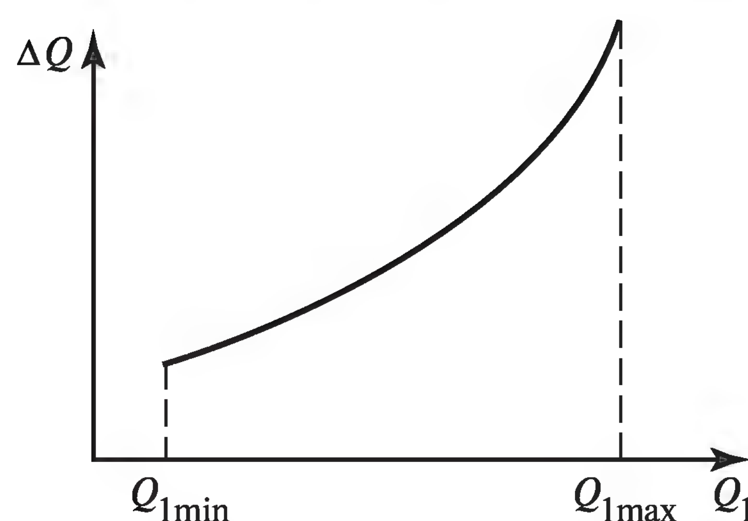


Рис. 9.1. Зависимость суммарных видов потерь от полезной нагрузки

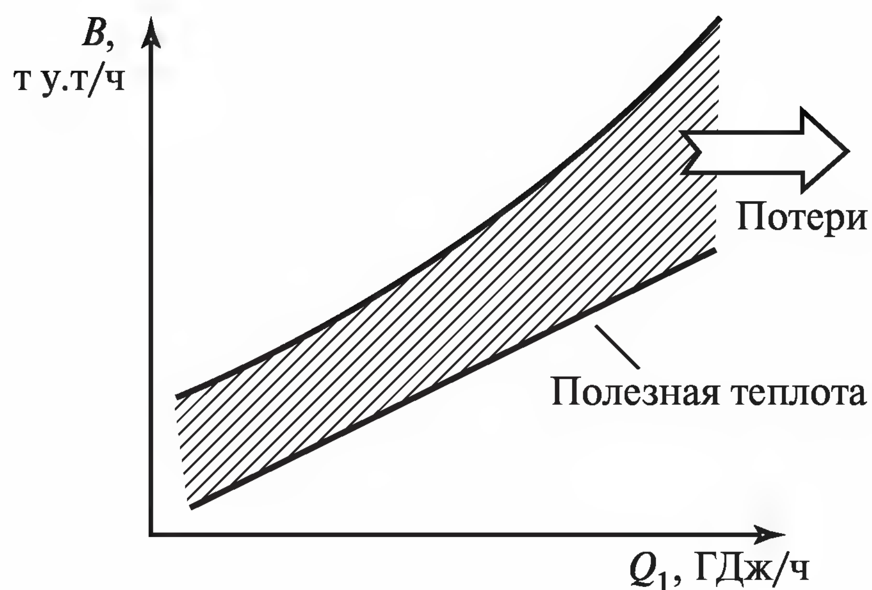


Рис. 9.2. Расходная энергетическая характеристика котла

Расходная энергетическая характеристика котла (рис. 9.2) может быть найдена из выражения, т у.т/ч:

$$B = 1/29{,}3\ (Q_1 + \Delta Q) = 0{,}0342\ (Q_1 + \Delta Q), \qquad (9.7)$$

где 29,3 — теплота сгорания 1 т у.т., ГДж.

Удельный расход топлива, т у.т/ГДж:

$$b_{уд} = 0{,}0342\ (1 + \Delta Q / Q_1).$$

Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом (дифференциальная характеристика) отражает изменение часового расхода топлива при повышении отдачи теплоты на 1 ГДж/ч:

$$r_к = \frac{\partial B}{\partial Q_1} = 0{,}0342(1 + \frac{\partial \Delta Q_1}{\partial \Delta Q})\ . \qquad (9.8)$$

Следовательно, для определения $r_к$ надо найти производную потерь по полезной нагрузке. Это делается с помощью аналитического или графического дифференцирования.

Взаимосвязь между удельным расходом топлива b, относительным приростом расхода топлива $r_к$ и КПД котла η. Тангенс угла наклона прямой, проведенной из начала координат через какую-либо точку расходной характеристики к оси Q, соответствует удельному расходу топлива $b = B/Q$ в этой точке (рис. 9.3). Как видно из рис. 9.3, угол наклона этой прямой, а следовательно, и его тангенс сначала уменьшаются, а затем в какой-то момент времени начинают увеличиваться. Соответственно и удельный расход топлива при росте нагрузки сначала снижается ($b_а > b_б > b_г$), а затем вновь начинает возрастать ($b_б = b_д$).

Зоны I и III характеризуются снижением КПД и невыгодны для нормальной работы энергооборудования. Наиболее предпочтительна работа в зоне нагрузок II, что соответствует наиболее экономичной работе агрегатов и КПД близкому к максимальному.

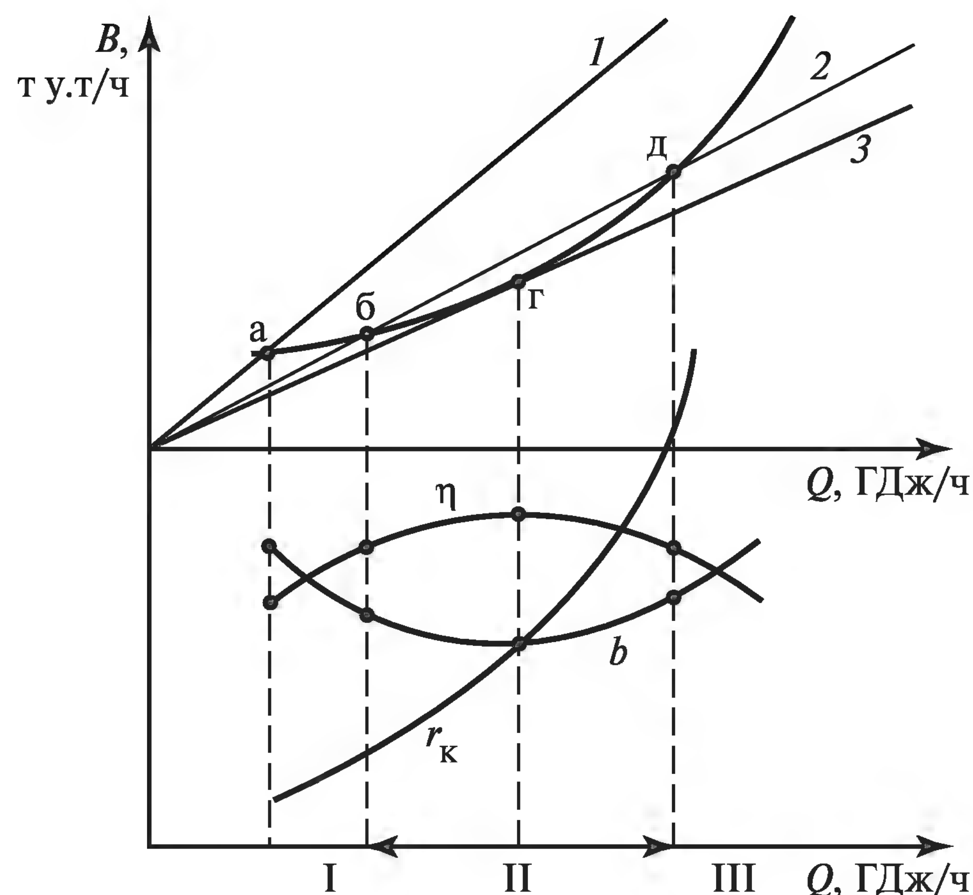


Рис. 9.3. Взаимосвязь между удельным расходом топлива, относительным приростом расхода топлива и КПД котла

Расходные энергетические характеристики турбоагрегатов зависят от системы их регулирования и представляют собой выпуклые кривые или сочетания таких кривых (рис. 9.4).

При возрастании нагрузки угол наклона касательной уменьшается. Это объясняется постепенным открытием дроссельного клапана, пропускающего пар в проточную часть турбины, и снижением потерь дросселирования.

Использование в практических расчетах нелинейных характеристик весьма сложно. Поэтому их заменяют прямолинейными (рис. 9.5). Обычно проводят прямую через точки характеристики, соответствующие нагрузкам 50 и 100 %.

Так как конденсационные турбоагрегаты вырабатывают только электроэнергию, то их расходные энергетические характеристики могут быть описаны выражением вида

$$Q_ч = Q_{х.х} + Q_{нагр} = q_0 + r_т P,$$

где $Q_{х.х}$ — расход теплоты на холостой ход агрегата, ГДж/ч; $r_т$ — относительный прирост расхода теплоты турбоагрегатом, ГДж/(МВт·ч); P — текущая электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт.

Например, для турбины К-300-240 расходная энергетическая характеристика, ГДж/ч, имеет вид

$$Q_ч = 158{,}8 + 7{,}68P.$$

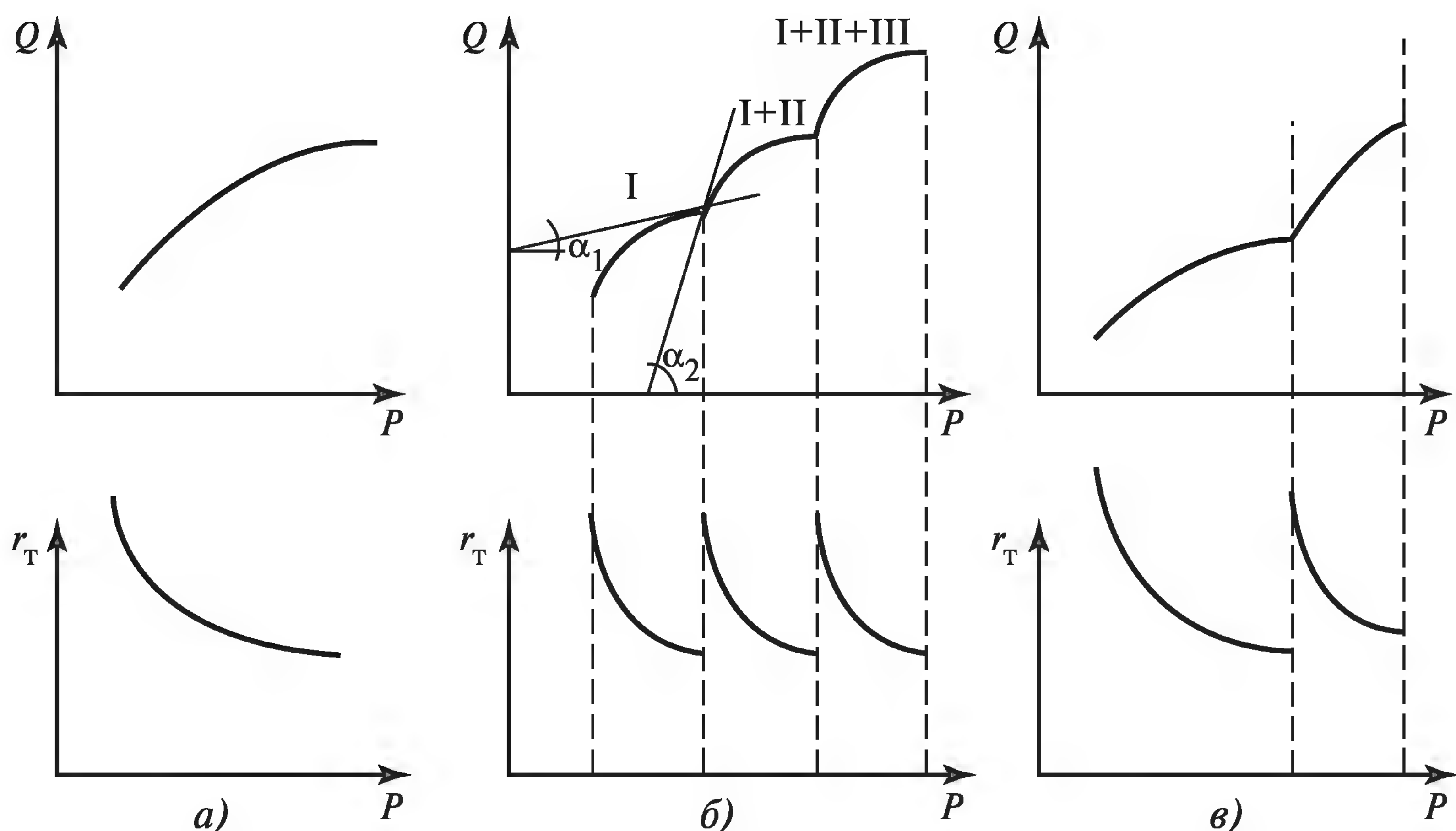


Рис. 9.4. Расходные энергетические характеристики паровых турбоагрегатов:
а — *в* — дроссельное, сопловое или клапанное и обводное регулирование

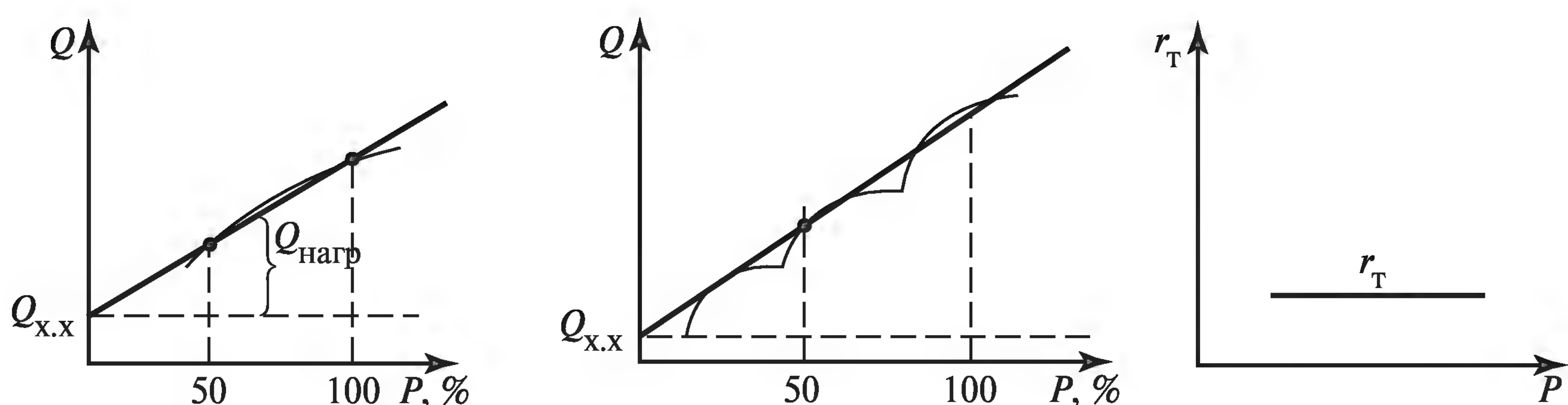


Рис. 9.5. Расходные энергетические характеристики паровых турбоагрегатов при замене нелинейных зависимостей прямолинейными

Для увеличения пропуска пара через проточную часть турбин большой мощности применяется обводное регулирование, т.е. при больших нагрузках генератора пар пропускается непосредственно в одну из промежуточных ступеней (в обвод первых ступеней).

При обводном регулировании расходная энергетическая характеристика представляет собой сочетание двух выпуклых кривых, из которых последняя имеет бóльший угол наклона (рис. 9.6). Точка излома называется критической $P_{кр}$.

В зоне действия I клапана:

$$\mathrm{tg}\alpha_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{кр} - Q_{min}}{P_{кр} - P_{min}} = r_{т1}\,.$$

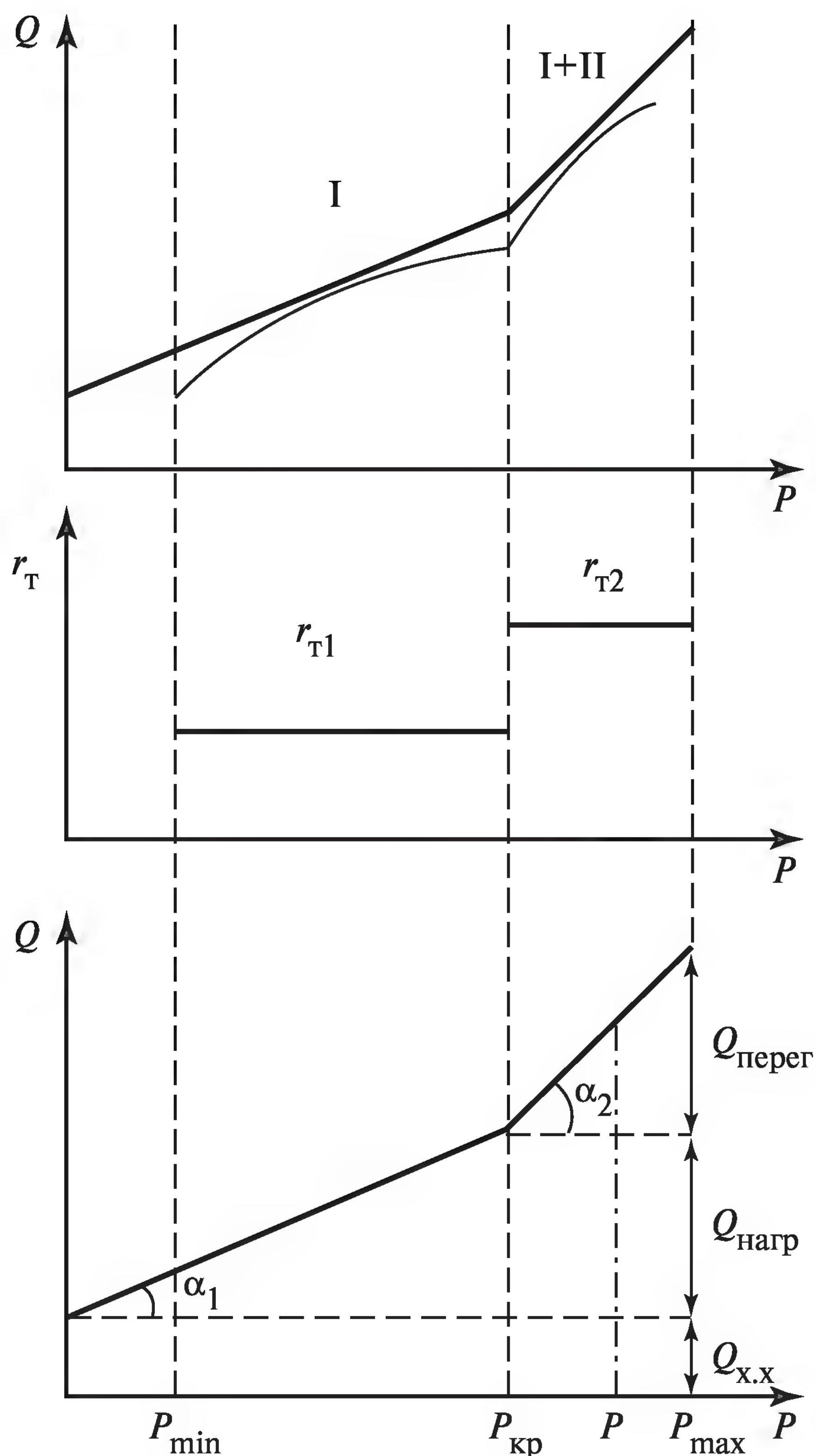


Рис. 9.6. Расходная энергетическая характеристика паровых турбоагрегатов при обводном регулировании

В зоне действия I и II клапанов:

$$\mathrm{tg}\alpha_2 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{max} - Q_{кр}}{P_{max} - P_{кр}} = r_{т2}\,.$$

Таким образом, при обводном регулировании меняется вид расходной характеристики, который можно описать уравнением

$$Q_ч = Q_{х.х} + r_{т1} P_{кр} + r_{т2}\,(P - P_{кр}).$$

Обозначая $(P - P_{кр}) = \Delta P$ и проводя преобразования

$$Q_ч = Q_{х.х} + r_{т1}\,(P - \Delta P) + r_{т2}\,\Delta P = Q_{х.х} + r_{т1}\,P + (r_{т2} - r_{т1})\,\Delta P,$$

получаем расходные энергетические характеристики конденсационных турбин в следующем виде:

$$Q_ч = Q_{х.х} + r_{т1}\,P + (r_{т2} - r_{т1})\,(P - P_{кр}), \tag{9.9}$$

где $P_{кр}$ — экономическая или критическая нагрузка, МВт; $r_{т1}$, $r_{т2}$ — относительные приросты расхода теплоты турбоагрегатом в зонах I и II, ГДж/(МВт·ч).

Примером может служить расходная энергетическая характеристика турбины К-500-240, ГДж/ч:

$$Q_ч = 334{,}4 + 7{,}404\,P + 0{,}415\,(P - 410).$$

Для некоторых турбин может быть несколько критических точек (точек излома), поэтому в более общем виде расходную энергетическую характеристику для конденсационных агрегатов можно представить в виде

$$Q_т = Q_{х.х} + r_{т1}P + \sum_{i=1}^{n} (r_{т\,(i+1)} - r_{т\,i})(P - P_{кр\,i}), \qquad (9.10)$$

где $Q_ч$ — часовой расход теплоты турбоагрегатом, ГДж/ч; $Q_{х.х}$ — условный расход теплоты на холостой ход при конденсационном режиме, полученный экстраполяцией энергетической характеристики до пересечения с осью ординат, проходящей через нулевую энергетическую нагрузку, ГДж/ч; $P_{кр\,i}$ — электрическая нагрузка турбоагрегата, при которой имеет место i-й излом энергетической характеристики, МВт; $r_{т1}$ — относительный прирост расхода теплоты на единицу электрической нагрузки в пределах от минимальной нагрузки до $P_{кр\,i}$, (ГДж/ч)/ МВт; $r_{т\,i}$ — то же при $i > 1$ в пределах от нагрузки $P_{кр\,(i+1)}$ до $P_{кр\,i}$, (ГДж/ч)/ МВт.

Теплофикационные турбины, в отличие от конденсационных, имеют отборы пара на нужды потребителей, что находит отражение в расходных характеристиках.

Расходная энергетическая характеристика двухотборного теплофикационного турбоагрегата может быть представлена в виде

$$Q_ч = Q_{х.х} + \delta_т\,\Delta_т + \delta_п\,\Delta_т + (\beta_т + \delta'_т\,\Delta_т)\,D_т + (\beta_п + \delta'_п\,\Delta_п)\,D_п +$$
$$+ r_{тl}P + \sum_{i=1}^{n}(r_{т(i+1)} - r_{т\,i})(P - P_{кр\,i}), \qquad (9.11)$$

где $\Delta_т$, $\Delta_п$ — разности текущих и номинальных давлений в отборах отопительных и производственных параметров пара, МПа; $D_т$, $D_п$ — величины расходов пара из регулируемых отборов отопительных и производственных параметров, т/ч; $\beta_т$, $\beta_п$ — коэффициенты отборов, характеризующие приросты расхода теплоты турбоагрегатом при неизменной электрической нагрузке, номинальных давлениях в отборах и увеличении отбора пара соответственно отопительных и производ-

ственных параметров на 1т/ч, ГДж/т; $\delta_т$, $\delta_п$ — коэффициенты, характеризующие изменение расхода теплоты на холостой ход турбоагрегата при отклонении давлений пара в отборах отопительных и производственных параметров от номинальных, (ГДж/ч)/МПа; $\delta'_т$, $\delta'_п$ — поправки к коэффициентам отборов при отклонении давлений пара в них от номинальных, (ГДж/ч)/МПа; p — любая электрическая нагрузка турбоагрегата в пределах от минимальной до максимальной, МВт.

Выражение (9.11) в частных случаях упрощается. Если, например, расчет ведется для номинальных давлений пара в отборах, то, приравнивая нулю значения $\Delta_т$ и $\Delta_п$, получаем энергетическую характеристику двухотборного теплофикационного агрегата в виде:

$$Q_т = Q_{х.х} + \beta_т D_т + \beta_п D_п + r_{т1} P + \sum_{i=1}^{n} (r_{т\,(i+1)} - r_{т\,i})(P - P_{кр\,i}). \quad (9.12)$$

Например, для турбины типа ПТ-80-130/565 расходная энергетическая характеристика имеет вид

$$Q_ч = 62{,}7 + 1{,}72\,D_п + 0{,}557\,D_т + 8{,}82\,P + 1{,}08\,(P - P_{кр1}).$$

Если теплофикационный агрегат имеет отбор только отопительных параметров, то величина $D_п$ приравнивается нулю, и формула (9.12) принимает вид:

$$Q_т = Q_{х.х} + \beta_т D_т + r_{т1} P + \sum_{i=1}^{n} (r_{т\,(i+1)} - r_{т\,i})(P - P_{кр\,i}). \quad (9.13)$$

Например, для турбины типа Т-100-130/565 расходная энергетическая характеристика примет вид

$$Q_ч = 79{,}6 + 0{,}482\,D_т + 8{,}46\,P + 1{,}17\,(P - P_{кр1}).$$

Показатели $\beta_т$, $\beta_п$, $r_т$, $P_{кр}$, P_{min}, $P_{пр}$, P_{max} для теплофикационных турбоагрегатов существенно зависят от величин отборов пара.

Расходная энергетическая характеристика турбоагрегата, отражаемая уравнениями (9.9) — (9.12), графически представляется ломаной линией (рис. 9.7).

Для того чтобы воспользоваться расходной энергетической характеристикой, необходимо рассчитать ее по характерным точкам, задавая текущей нагрузке P значения:

$$P = P_{min} \to Q_{min}; \quad P = P_{кр\,i} \to Q_{кр\,i}; \quad P = P_{max} \to Q_{max}.$$

При расчете теплофикационных турбин следует учитывать зависимость минимальных, максимальных и критических нагрузок от размера и сочетания отборов пара, т.е. P_{min}, P_{max} и $P_{кр\,i} = f\,(D_п, D_т)$, что показано на рис. 9.8. P_{min} определяет ту величину нагрузки, кото-

рую дает турбоагрегат по теплофикационному режиму. Разница $P_{\max} - P_{\min}$ составляет нагрузку, которая может быть выдана агрегатом в конденсационном режиме.

Характеристика относительных приростов расхода теплоты турбоагрегатом (дифференциальная характеристика) для данной тепловой нагрузки определенных параметров представляет собой ступенчатый график. Число ступеней и их размеры определяются значениями минимальной, максимальной и критической нагрузки и относительными приростами расхода теплоты для отдельных диапазонов нагрузки (рис. 9.9).

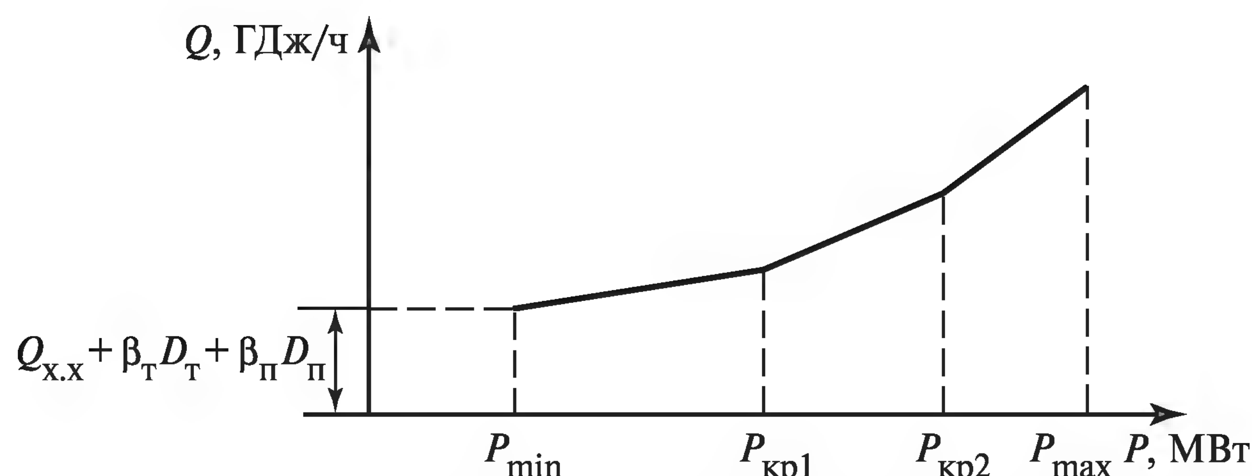


Рис. 9.7. Расходная энергетическая характеристика турбоагрегата

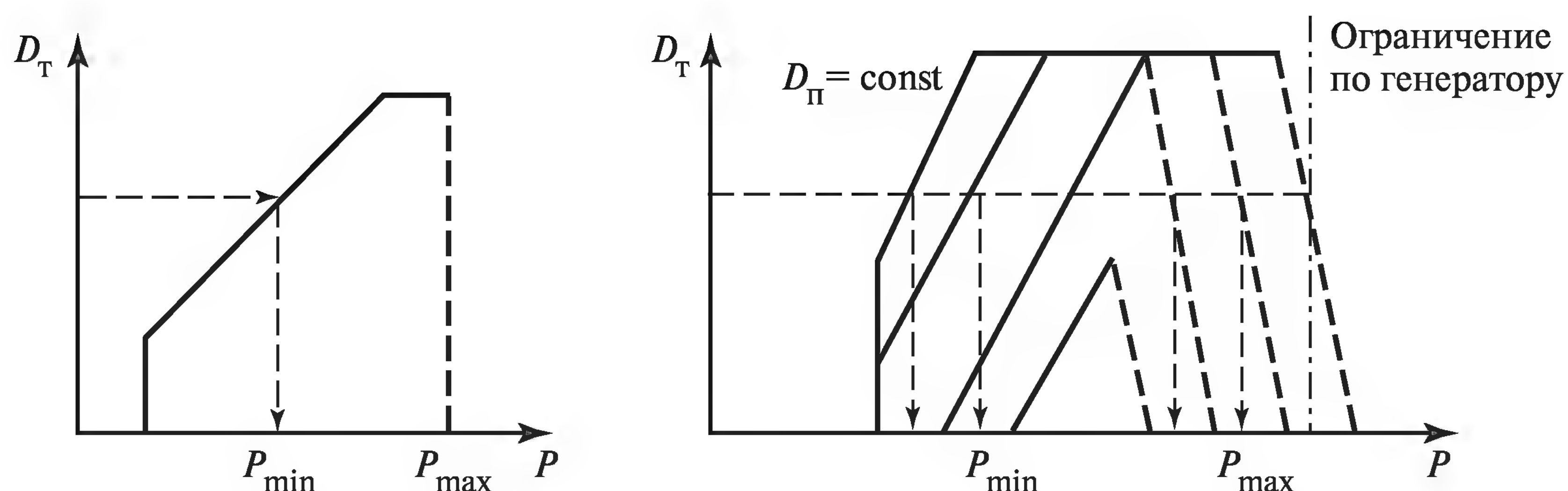


Рис. 9.8. Зависимость минимальных, максимальных и критических нагрузок от размера и сочетания отборов пара

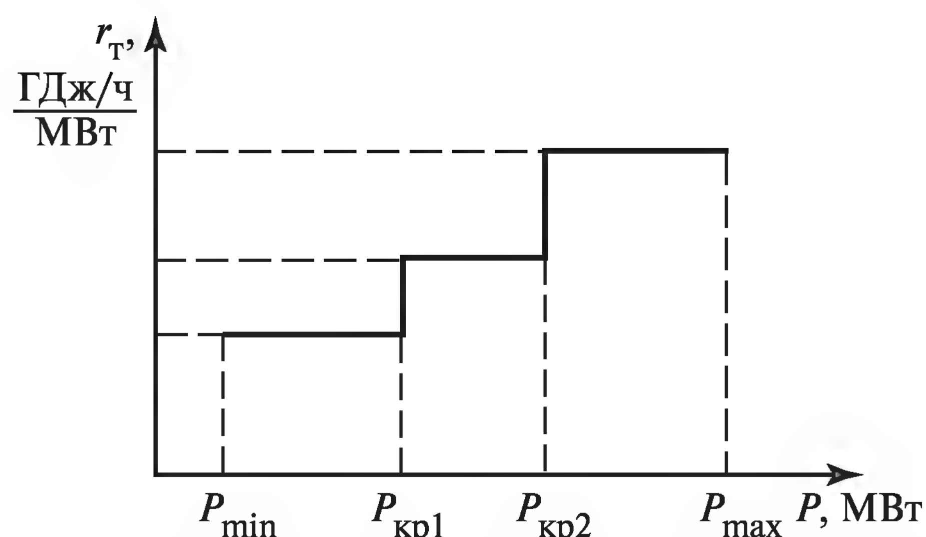


Рис. 9.9. Характеристика относительных приростов расхода теплоты турбоагрегатом

9.4. Методы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной

На основе расходных энергетических характеристик и характеристик относительных приростов расходов топлива отдельных котлов строятся одноименные характеристики по котельной в целом применительно к одновременно находящимся в работе агрегатам (имеются в виду котлы, работающие на общую тепловую нагрузку данных параметров).

Для обеспечения минимального расхода топлива промышленной котельной необходимо такое распределение общей тепловой нагрузки между отдельными агрегатами, чтобы в каждый момент времени существовало равенство относительных приростов расхода топлива (условного) по каждому из котлов:

$$r_{к1} = r_{к2} = r_{к3} = \ldots = r_{кi} = \ldots = r_{кn},$$

где $r_{кi}$ — относительные приросты расхода топлива (условного) по каждому из котлов, т у.т/ГДж.

Если в рассматриваемый период времени в котельной используются различные виды топлива, то распределение тепловых нагрузок на минимум расхода топлива не будет приводить одновременно и к минимуму себестоимости производства теплоты. Чтобы достигнуть минимальной себестоимости производства теплоты, необходимо в каждый момент времени обеспечить равенство стоимостей относительных приростов расхода топлива

$$r_{к1}\,Ц_1 = r_{к2}\,Ц_2 = r_{к3}\,Ц_3 = \ldots = r_{кi}\,Ц_m = \ldots = r_{кn}\,Ц_n;$$

здесь $Ц_1$, $Ц_2$, $Ц_3$,…, $Ц_m$,…, $Ц_n$ — цена 1, 2, 3, …, m, …, n-го вида топлива, используемого отдельными котлами, руб/т у.т.

Разделив каждый член этого равенства на цену базового вида топлива, для которого она близка к средней, получим

$$r_{к1}\frac{Ц_1}{Ц_б} = r_{к2}\frac{Ц_2}{Ц_б} = \ldots = r_{к\,i}\frac{Ц_m}{Ц_б} = \ldots = r_{к\,n}\frac{Ц_n}{Ц_б}. \qquad (9.14)$$

Если отношение $Ц_i / Ц_б > 1$, то, следовательно, для обеспечения минимальной себестоимости производства теплоты этот i-й котел необходимо разгрузить по сравнению с режимом на минимум расхода топли-

ва. Если $Ц_i / Ц_б$ <1, то этот *i*-й котел нужно догрузить по сравнению с режимом на минимум расхода топлива. Обеспечив режимы на минимум себестоимости производства теплоты, получим расход топлива, превышающий минимальный. Совпадение оптимальных режимов работы котлов на минимум расхода топлива и минимум себестоимости производства теплоты имеет место, если все котлы рассматриваемой котельной используют одинаковое топливо ($Ц_i / Ц_б$ =1).

Рассмотрим построение характеристики относительных приростов и расходной энергетической характеристики котельной применительно к критерию минимума расхода топлива. Переход к критерию минимума себестоимости теплоты потребует внесения множителей $Ц_i / Ц_б$ в исходную информацию по отдельным котлам. Поскольку в каждый момент времени относительные приросты расхода топлива для находящихся в работе котлов должны быть равны между собой, суммирование нагрузок отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расходов топлива.

Если в котельной работают агрегаты с различными характеристиками относительных приростов, то за наименьшее значение относительного прироста расхода топлива в котельной принимается его наименьшее значение для рассматриваемых агрегатов. При значении относительного прироста расхода топлива в котельной, меньшем, чем его наименьшее значение для данного котла, нагрузка его принимается равной минимальной.

За наибольшее значение относительного прироста расхода топлива в котельной принимается его максимальное значение для находящихся в работе котлов. При значении относительного прироста расхода топлива в котельной большем, чем наибольшее значение относительного прироста для данного котла, в качестве его нагрузки принимается максимальное значение. С учетом вышеизложенного на рис. 9.10 показано построение характеристики относительных приростов расхода топлива котельной, состоящей из трех разнотипных котлов. Суммирование необходимо проводить для тех значений относительных приростов расхода топлива, при которых происходит излом характеристики котельной (характерные точки), а также (в целях повышения точности) и для нескольких промежуточных значений. Излом

характеристики котельной происходит в точках, соответствующих минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов.

Минимальная нагрузка котельной $Q^{к}_{min}$ равна сумме минимальных нагрузок отдельных котлов

$$Q^{к}_{min} = Q^{I}_{min} + Q^{II}_{min} + Q^{III}_{min} .$$

Первый излом характеристики котельной (точка *а*) вызывается в данном случае началом загрузки котла I. Нагрузка котельной, соответствующая излому характеристики в точке *а*,

$$Q^{к}_{1} = Q^{I}_{1} + Q^{II}_{min} + Q^{III}_{min} .$$

Второй излом характеристики (точка *б*) определяется началом загрузки котла II

$$Q^{к}_{2} = Q^{I}_{2} + Q^{II}_{1} + Q^{III}_{min} .$$

Аналогично определяются нагрузки, соответствующие другим точкам характеристики относительных приростов расхода условного топлива котельной.

Расходная энергетическая характеристика котельной (рис. 9.11) строится по тем же характерным точкам, что и характеристика относительных приростов расхода топлива. При этом дополнительно используются энергетические характеристики отдельных котлов.

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующих данному (одинаковому) значению относительного прироста расхода условного топлива, из энергетических характеристик находятся соответствующие им расходы топлива. Суммируя эти значения расходов топлива, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке, равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов.

Минимальный расход топлива котельной $B^{к}_{min}$ при тепловой нагрузке $Q^{к}_{min}$ равен сумме минимальных расходов топлива отдельными котлами:

$$B^{к}_{min} = B^{I}_{min} + B^{II}_{min} + B^{III}_{min} .$$

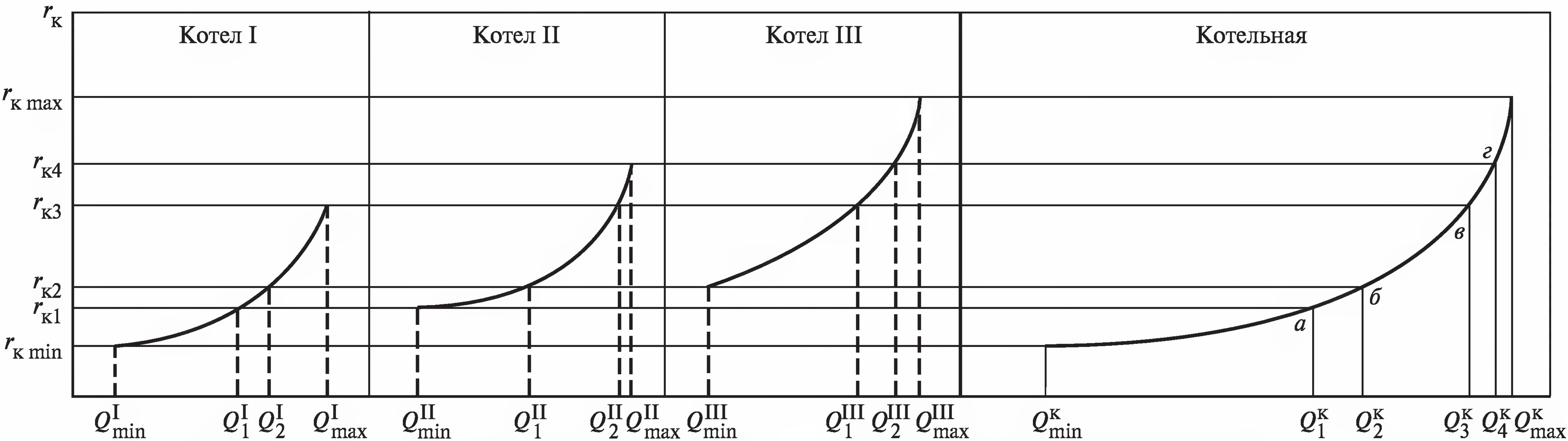


Рис. 9.10. Построение характеристик относительных приростов расхода условного топлива котельной

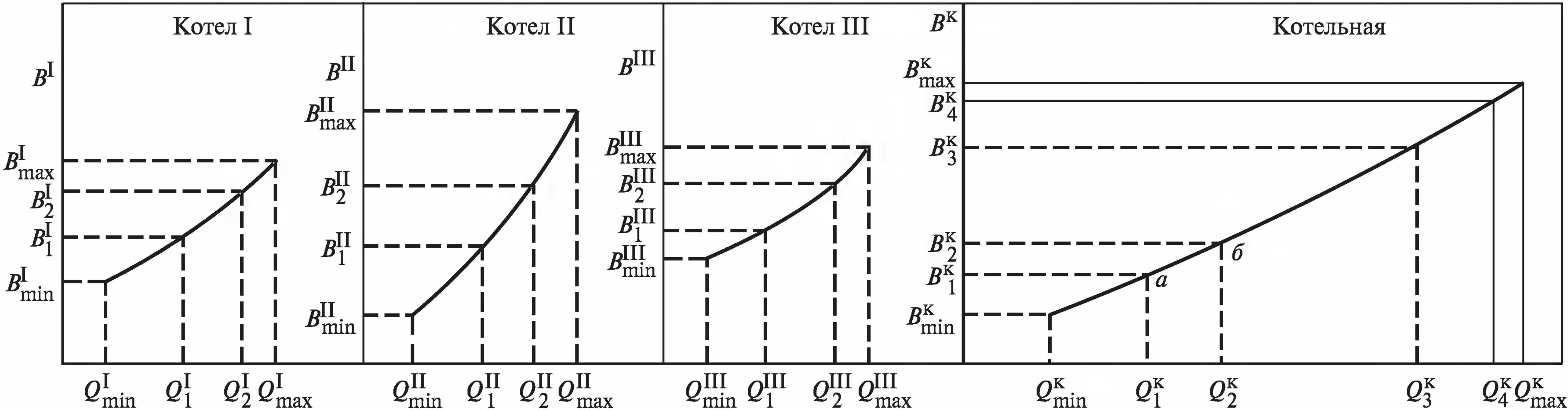


Рис. 9.11. Построение расходной энергетической характеристики котельной

Расход топлива котельной, соответствующий тепловой нагрузке $Q_1^{\text{к}}$, в рассматриваемом примере составит

$$B_1^{\text{к}} = B_1^{\text{I}} + B_{\min}^{\text{II}} + B_{\min}^{\text{III}},$$

где B_1^{I} — расход топлива котлом I при тепловой нагрузке Q_1^{I}.

Расход топлива котельной, соответствующий тепловой нагрузке Q_2^{II}, определяется по формуле

$$B_2^{\text{к}} = B_2^{\text{I}} + B_1^{\text{II}} + B_{\min}^{\text{III}},$$

где B_2^{I} — расход топлива котлом I при тепловой нагрузке Q_2^{I}; B_1^{II} — расход топлива котлом II при тепловой нагрузке Q_1^{II}.

Аналогично устанавливаются расходы топлива для других значений тепловых нагрузок котельной.

Указанные характеристики необходимы для определения суммарных расходов топлива промышленной котельной за планируемый период, а также оптимального расхода топлива и режима работы отдельных котлов.

Выполняя подобные расчеты для ряда характерных суточных графиков тепловых нагрузок, можно с учетом длительности периода установить месячные, квартальные и годовой расходы топлива.

9.5. Методы оптимального распределения нагрузки между турбоагрегатами теплоэлектростанции

Если на электростанции установлены однотипные турбоагрегаты, то нагрузка между ними распределяется равномерно. Это позволяет задать каждому агрегату достаточно высокую нагрузку.

Если агрегаты разнотипны и различаются по мощности и экономичности, то следует произвести оптимальное распределение электрической нагрузки между ними в целях минимизации расхода теплоты в машинном зале в целом.

Рассмотрим простейший случай. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа. При этом возможны два основных варианта.

I. Нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух агрегатов. Расходные характеристики первого и второго турбоагрегатов:

$$Q_1 = Q_{\text{х.х}1} + r_{\text{т}1} P_1;$$

$$Q_2 = Q_{х.х2} + r_{т2} P_2;$$

1) если $Q_{х.х1} < Q_{х.х2}$ и $r_{т1} < r_{т2}$, то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной № 1, так как это требует меньшего расхода топлива (рис. 9.12, *а*);

2) если $Q_{х.х1} < Q_{х.х2}$, $r_{т1} > r_{т2}$, $0 < P < P_{max}$ (рис. 9.12, *б*):

в диапазоне $P < P_{эк}$ $Q_{min} = Q_1$, следовательно, надо загружать турбину № 1;

в диапазоне $P > P_{эк}$ $Q_{min} = Q_2$, следовательно, надо разгружать турбину № 1 и загружать турбину № 2;

при $P = P_{эк}$ турбины равноэкономичны. Если сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина № 1.

II. Нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов. В этом случае при любом распределении нагрузки в суммарную величину расхода тепла всегда будут входить в качестве постоянной величины расходы тепла на холостой ход обеих турбин.

Для обеспечения минимального расхода теплоты ТЭС необходимо такое распределение общей электрической нагрузки между отдельными турбоагрегатами, чтобы в каждый момент времени существовало равенство относительных приростов расхода теплоты по каждой из турбин:

$$r_{т1} = r_{т2} = r_{т3} = \ldots = r_{тi} = \ldots = r_{тn},$$

где $r_{тi}$ — относительные приросты расхода теплоты по каждой из турбин, т у.т / ГДж.

Применительно к нашему примеру, когда работают два агрегата, условие оптимального распределения нагрузок:

$$r_{т1} = r_{т2}.$$

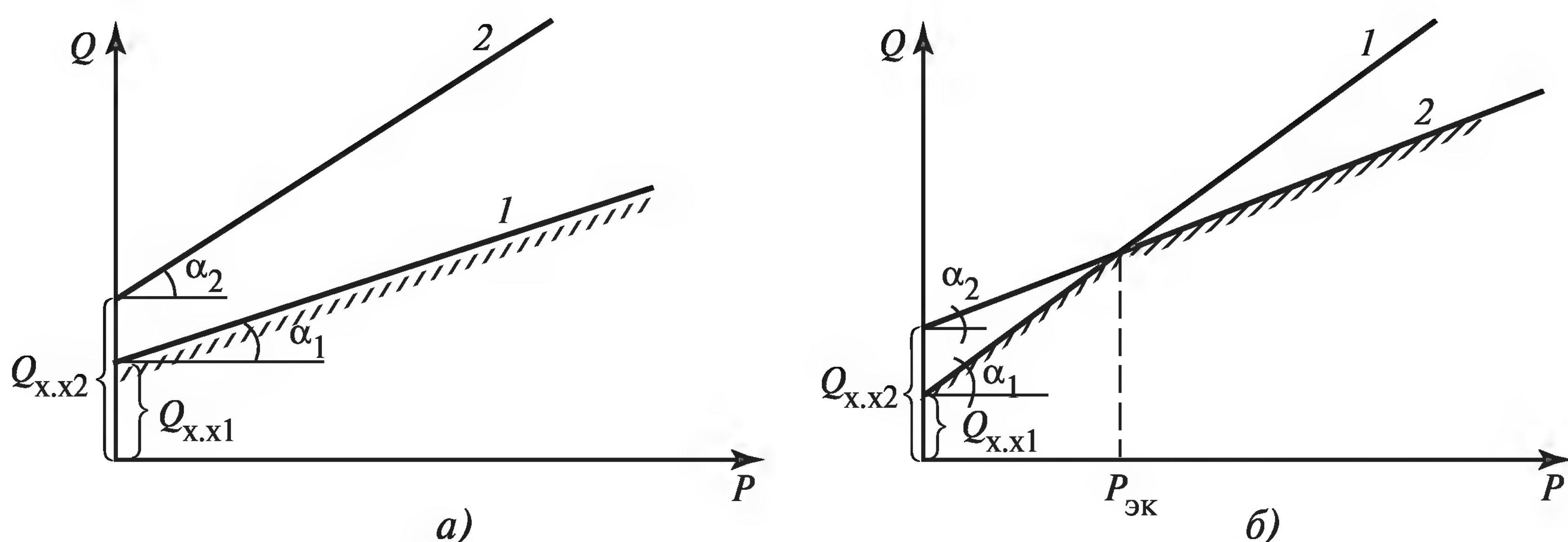


Рис. 9.12. Расходные характеристики двух различных турбоагрегатов

Но так как $r_{т1} \neq r_{т2}$, то выгоднее нагружать в первую очередь до предела турбину с наименьшим относительным приростом:

если $r_{т1} < r_{т2}$ — то турбину № 1;

если $r_{т2} < r_{т1}$ — то турбину № 2,

т.е. оптимальное распределение должно осуществляться в порядке возрастания относительных приростов расходов тепла

$$r_{т1} < r_{т2} < r_{тi}.$$

Построение режимной карты машинного зала. Режимная карта машинного зала ТЭС — это зависимость электрической нагрузки агрегатов от электрической нагрузки станции:

$$p_i = f\,(p).$$

Режимная карта разрабатывается для определенного состава работающих турбоагрегатов применительно к данным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации. Режимная карта машинного зала строится на основе характеристик относительного прироста (ХОП) турбоагрегатов и используется для оптимального распределения суммарной нагрузки ТЭС между агрегатами. При ее построении по оси абцисс графика откладывается общая нагрузка агрегатов (т.е. нагрузка турбинного цеха), а по оси ординат — нагрузка каждого из совместно работающих котлов:

турбина № 1 $r_{т1}$; $r'_{т1}$; $Q_1 = Q_{х.х1} + r_{т1}P + (r'_{т1} - r_{т1})(P - P_{кр})$;

турбина № 2 $r_{т2}$; $r'_{т2}$; $Q_2 = Q_{х.х2} + r_{т2}P + (r'_{т2} - r_{т2})(P - P_{кр})$;

$$r_{т1} < r_{т2} < r'_{т2} < r'_{т1}.$$

Таблица 9.4

Зоны нагрузок турбоагрегатов (по рис. 9.12)

Значение относительного прироста	№ турбоагрегата	Зона нагрузки
$r_{т1}$ ↓	1	$P_{min1} - P_{кр1}$
$r_{т2}$ ↓	2	$P_{min2} - P_{кр2}$
$r'_{т2}$ ↓	2	$P_{кр2} - P_{max2}$
$r'_{т1}$ ↓	1	$P_{кр1} - P_{max1}$

$$P_{ст\,min} = P_{min1} + P_{min2};$$

$$P_1 = P_{min2} + P_{кр1} = P_{ст\,min} - P_{min1} + P_{кр1} = P_{ст\,min} + (P_{кр1} - P_{min1});$$

$$P_2 = P_{кр1} + P_{кр2} = P_1 - P_{min2} + P_{кр2} = P_1 + (P_{кр2} - P_{min2});$$

$$P_3 = P_{кр1} + P_{max\,2} = P_2 - P_{кр2} + P_{max\,2} = P_2 + (P_{max\,2} - P_{кр2});$$

$$P_{ст\,max} = P_{max2} + P_{max1} = P_3 - P_{кр1} + P_{max\,1} = P_3 + (P_{max\,1} - P_{кр1}).$$

Диспетчер энергосистемы в результате оптимального распределения нагрузки между станциями в системе устанавливает суточный график для данной станции.

Зная P_i и используя режимную карту, определяем оптимальный режим работы агрегатов в течение суток (суточный график работы агрегатов).

Распределение электрической нагрузки ТЭЦ зависит от того, как распределены между турбинами тепловые нагрузки (электрическая нагрузка, вырабатываемая по теплофикационному циклу, зависит от тепловой нагрузки). Распределение тепловых нагрузок ТЭЦ производится в последовательности убывания удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (соблюдается принцип максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении):

$$P_{\min} = \overline{Э}_{т} Q_{ч}, \quad \overline{Э}_{т} = \frac{t_{н} - i_{отб}}{i_{отб}} = \frac{\eta_{ген}^{пер}}{3{,}6},$$

где $\overline{Э}_{т}$ — удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, МВт·ч/ГДж.

Поэтому для ТЭЦ распределение электрических нагрузок между турбинами заключается в определении целесообразной дополнительной нагрузки конденсационной мощности, которая может меняться:

$$\Delta N = P_{\max} - P_{\min}.$$

Распределение этой конденсационной мощности производится аналогично КЭС, т.е. в порядке возрастания относительных приростов.

Если условие параллельной работы не соблюдается и турбины ТЭС включаются последовательно по мере возрастания нагрузки станции, то при распределении нагрузки между ними надо учитывать не только величину относительного прироста, но и расход тепла на холостой ход.

Расходные энергетические характеристики тепловых электростанций. Энергетическая характеристика тепловой электростанции отражает зависимость между расходом топлива и количеством получаемой электроэнергии и теплоты.

Исходными материалами для разработки этой характеристики теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) являются характеристики котельного и машинного залов, а для отдельных блоков — характеристики котлов и турбоагрегатов.

Для ТЭС с поперечными связями по характеристикам турбоагрегатов составляются режимные карты, характеристики относительных приростов расходов теплива и энергетические характеристики машинного зала электростанции.

Загрузка турбоагрегатов производится в последовательности, определяемой возрастанием относительных приростов расхода теплоты по зонам нагрузок. Это позволяет установить рациональную очередность загрузки (разгрузки) совместно работающих турбоагрегатов, обеспечивающую минимальный расход теплоты машинным залом при определенной электрической нагрузке и неизменной тепловой.

Характеристика относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией представляет собой зависимость прироста расхода топлива при увеличении электрической нагрузки на единицу (1 МВт·ч) от данной тепловой нагрузки. Основным энергетическим оборудованием электростанций являются котлы и турбоагрегаты. Поэтому характеристика блочной тепловой электростанции зависит от ХОП котлов и турбин и может быть определена по выражению

$$r_{\text{ст}} = r_{\text{к}}\, r_{\text{т}}. \tag{9.15}$$

Расходы электрической и тепловой энергии на собственные нужды электростанции учитываются внесением поправочных коэффициентов.

Относительный прирост расхода топлива является показателем экономичности работы станции или блока.

График (вид) зависимости $r_{\text{ст}} = f\,(P_{\text{ст}})$ представлен на рис. 9.13. Скачок на ХОП электростанции связан с ХОП турбоагрегата $r_{\text{т}}$, пологовогнутая часть определяется ХОП котла $r_{\text{к}}$.

Полученные характеристики тепловых электростанций необходимы для определения расходов топлива тепловыми электростанциями в рассматриваемый период и оптимального режима использования их основных агрегатов.

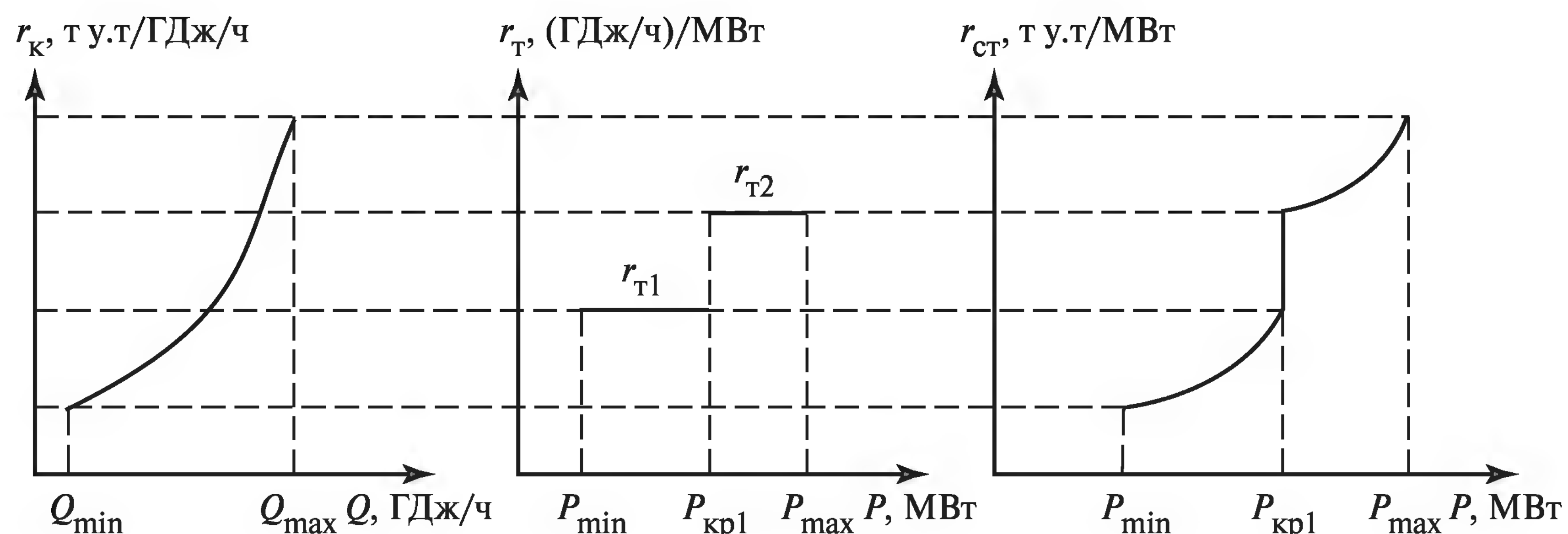


Рис. 9.13. График зависимостей $r_{\text{ст}} = f\,(P_{\text{ст}})$

9.6. Оптимальное распределение нагрузки между гидроагрегатами гидравлических электростанций

Зависимость расхода воды гидростанцией от ее электрической мощности $Q_г = f(P_{ст})$ представляет собой расходную характеристику ГЭС (рис. 9.14). Для ее построения при однотипных агрегатах и неизменном напоре необходимо нагрузки и расход воды одного агрегата умножить на число агрегатов гидростанции.

Наивыгоднейшее число гидроагрегатов, которое должно находиться в работе при определенной электрической нагрузке ГЭС, принимается таким, чтобы стоимость воды, расходуемой при этом на ГЭС, была минимальной. Следовательно, переход от использования n агрегатов к $(n + 1)$ агрегату должен происходить при электрических нагрузках ГЭС, соответствующих равенству затрат на воду, расходуемую по агрегатам. При одинаковой стоимости воды должно выполняться условие равенства расходов воды по агрегатам. Нахождение этих нагрузок по точкам пересечения расходных характеристик при использовании n и $(n + 1)$ гидроагрегатов практически затруднено из-за близости характеристик в зоне нахождения этих точек. Более точные результаты могут быть получены по точкам пересечения кривых зависимости суммарных потерь мощности ΔP в гидроагрегатах от нагрузки ГЭС (рис. 9.15).

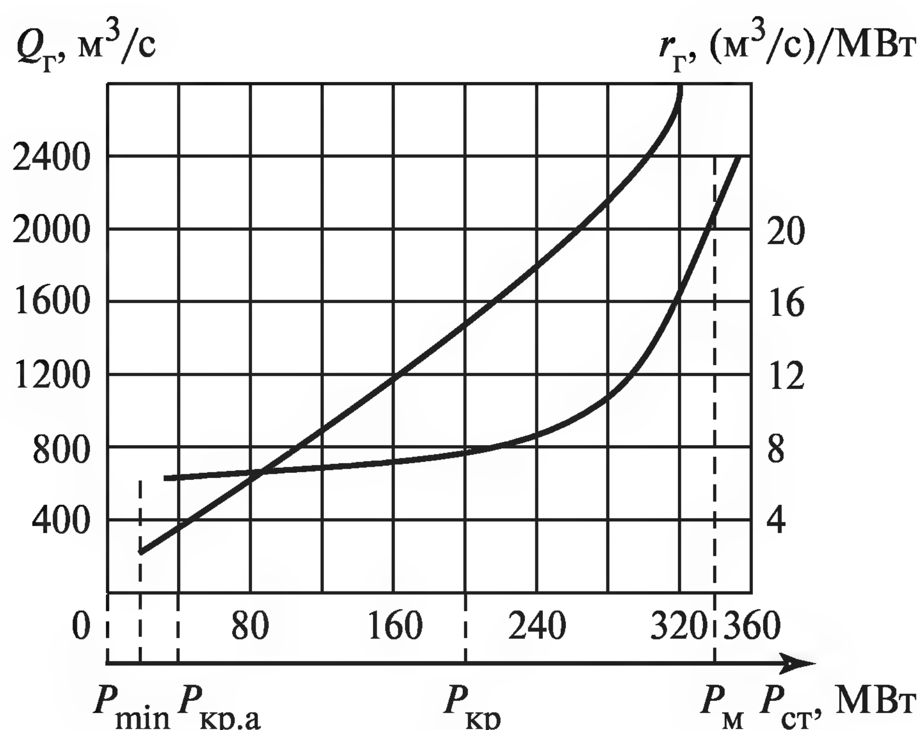


Рис. 9.14. Характеристика относительных приростов расхода воды и расходная характеристика гидростанции:

$Q_Г$ — суммарный расход воды; $r_Г$ — относительный прирост расхода воды; P — нагрузка гидростанции

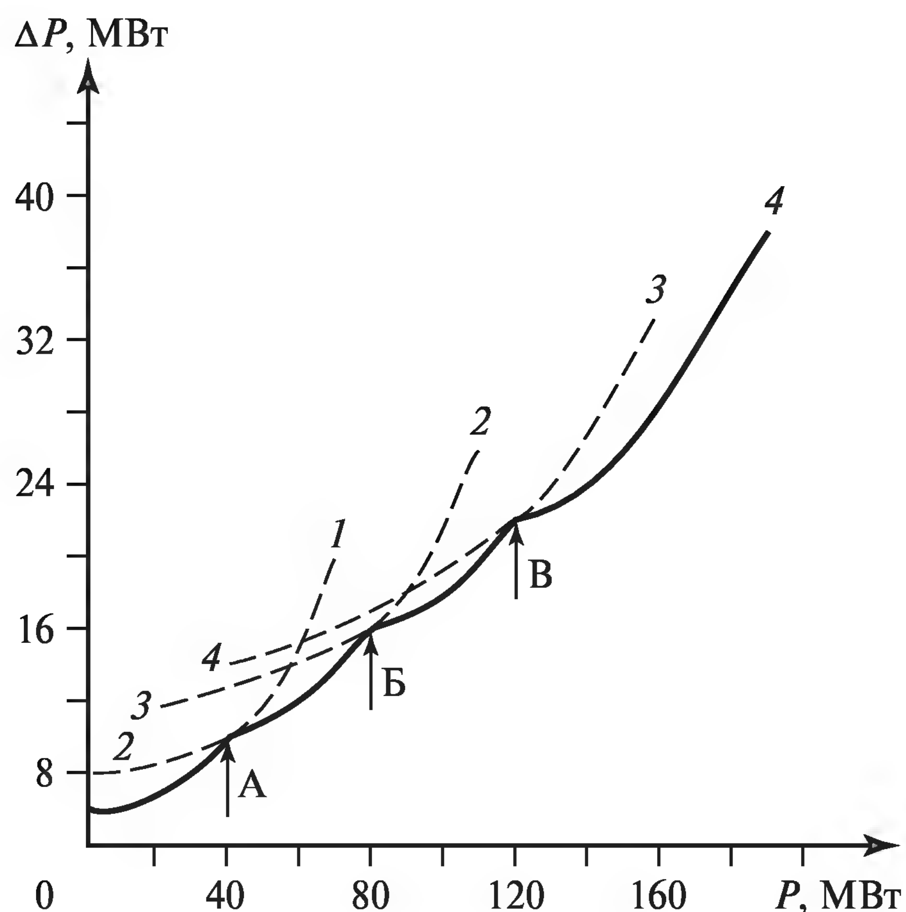


Рис. 9.15. Определение наивыгоднейшего числа работающих агрегатов:
А — пуск или останов 2-го агрегата; Б — 3-го агрегата; В — 4-го агрегата; ΔP — потери мощности; P — нагрузка гидростанции

Эти потери складываются из потерь *в турбинах, гидрогенераторах и водопроводящих сооружениях*. С повышением нагрузки ГЭС критерием перехода от работы z гидроагрегатов к (z + 1) гидроагрегатам является равенство суммарных потерь мощности (имеются и другие способы определения искомых нагрузок).

Характеристика относительных приростов расхода воды гидроагрегата $r_{\text{га}} = f(P_{\text{а}})$ представляет собой зависимость относительного прироста расхода воды от его электрической нагрузки.

Характеристика относительных приростов расхода воды гидростанцией строится суммированием характеристик отдельных гидроагрегатов при одинаковых значениях относительных приростов расхода воды.

Поскольку на гидростанции в большинстве случаев устанавливаются однотипные агрегаты, то суммирование заменяется умножением расхода воды одним агрегатом на число агрегатов при неизменной мощности.

При данном числе включенных в работу агрегатов ГЭС (меньшем максимального количества) с ростом электрической нагрузки относительный прирост расхода воды постепенно увеличивается. Если при данной электрической нагрузке гидростанции ввести в работу дополнительный гидроагрегат, то нагрузка на каждом гидроагрегате снизится и уменьшится относительный прирост расхода воды ГЭС.

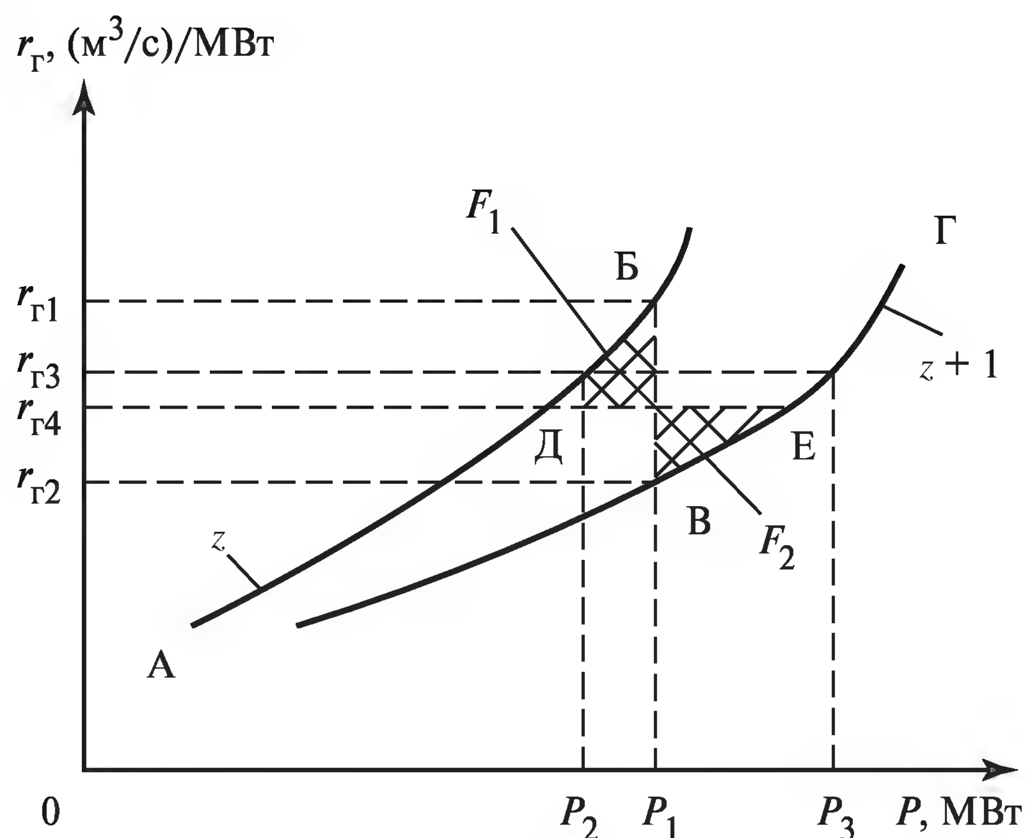


Рис. 9.16. Характеристика относительных приростов расхода воды гидростанции:

$r_Г$ — относительный прирост расхода воды; P — нагрузка гидростанции

Этому на рис. 9.16 соответствует переход от относительного прироста $r_{г1}$ к $r_{г2}$ при нагрузке P_1. Следовательно, суммарная характеристика относительных приростов расхода воды на ГЭС при переменном количестве работающих агрегатов имеет пилообразный характер с разрывами непрерывности при нагрузках, соответствующих включению (отключению) каждого агрегата (см. на рис. 9.16 — ломаная линия А — Б — В — Г). Использование такой характеристики практически затруднено из-за неоднозначности величины электрической нагрузки ГЭС при данном значении относительного прироста расхода воды. Так, при относительном приросте $r_{г3}$ имеются два значения электрической нагрузки: P_2 и P_3. Поэтому характеристику относительных приростов ГЭС сглаживают.

Характеристика сглаживания. Распределение нагрузки производится для электростанций, работающих в одной зоне графика нагрузки. Так как ГЭС работают в другой зоне нагрузки по сравнению с остальными станциями энергосистемы, то переход от z к $(z + 1)$ агрегатам не вызывает изменения относительного прироста расхода топлива на тепловых электростанциях энергосистемы. Поэтому при таком сглаживании можно руководствоваться только характеристикой рассматриваемой ГЭС и не учитывать характеристик остальных станций энергосистемы. Тогда искомое значение относительного прироста должно быть выбрано таким, чтобы расход воды, подсчитанный по действительной и сглаженной характеристикам, не изменился. Этому

условию соответствует значение относительного прироста $r_{г4}$ (см. рис. 9.16), при котором площадь F_1 (снижение расхода воды по сравнению с действительной характеристикой) равна площади F_2 (повышение расхода воды по сравнению с действительной характеристикой). Сглаженная характеристика относительных приростов расхода воды при переходе от z к $(z + 1)$ гидроагрегату представлена на рис. 9.16 ломаной линией А — Д — Е — Г. Производя аналогичные построения для каждого дополнительного вводимого в работу гидроагрегата, получаем характеристику относительных приростов ГЭС при данном напоре H.

Представленная на рис. 9.16 сглаженная характеристика относительных приростов содержит три различающихся участка:

- начальный нелинейный участок, относящийся к работе одного агрегата на ГЭС (от P_{min} до $P_{кр.а}$);
- промежуточный прямолинейный участок, соответствующий сглаженной пилообразной части характеристики ГЭС (от $P_{кр.а}$ до $P_{кр}$);
- конечный криволинейный участок, относящийся к работе всех агрегатов ГЭС (от $P_{кр}$ до P_{max}).

Точке излома характеристики при переходе от участка **Б** к участку **В**, называемой «критической», соответствует электрическая мощность, определенная с некоторым приближением по формуле, МВт:

$$P_{кр} = P_{кр.а} z_{max} \quad \text{при} \quad H = \text{const},$$

где $P_{кр.а}$ — критическая нагрузка одного агрегата при данном напоре, МВт; z_{max} — максимальное количество работающих гидроагрегатов на ГЭС.

Характеристики относительных приростов расхода воды гидростанций при различных напорах представлены на рис. 9.17.

Зависимость между критической нагрузкой ГЭС и напором может быть представлена в виде, МВт:

$$P_{кр} = (P_{кр\,max} - \alpha_{г.кр} (H_{max} - H)) z_{max}, \qquad (9.16)$$

где $P_{кр\,max}$ — критическая нагрузка гидроагрегата, соответствующая наибольшему напору (H_{max}) ГЭС, МВт; Н — рассматриваемый напор на ГЭС; $\alpha_{г.кр}$ — величина снижения критической нагрузки при уменьшении напора на 1 м, МВт/м.

Максимальная мощность ГЭС может ограничиваться мощностями турбин или генераторов (см. рис. 9.17).

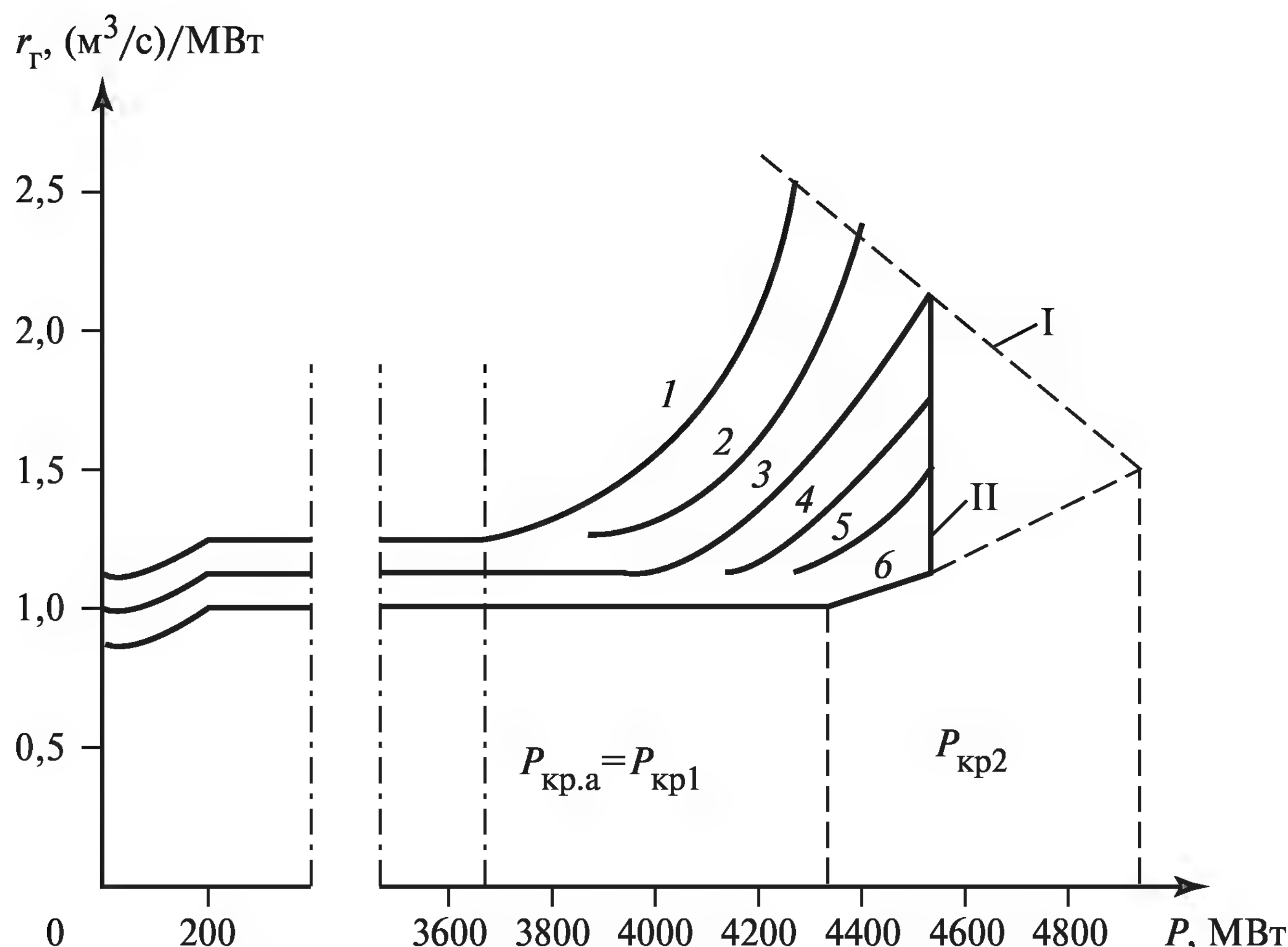


Рис. 9.17. Характеристики относительных приростов расхода воды гидростанции при различных напорах:

I — ограничение по турбинам; II — ограничение по генератору; $r_Г$ — относительный прирост расхода воды; P — нагрузка гидростанции; *1 — 6* — напор Н = 95; 97,5; 100; 102,5; 105; 107,5 м

Максимальная мощность, ограничиваемая турбинами, зависит от напора, МВт:

$$P_{max} = (P_{у\ max} - \alpha_{\ г\ max}\,(Н_{max} - Н))\,z_{max},$$

где $P_{у\ max}$ — условная максимальная мощность ГЭС, соответствующая точке пересечения экстраполированной линии ограничения мощности ГЭС по турбинам с экстраполированной характеристикой относительных приростов ГЭС при этом напоре, МВт; $\alpha_{г\ max}$ — величина снижения максимальной мощности каждого агрегата ГЭС при уменьшении напора на 1 м, МВт/м.

Ограничение по генератору показано на рис. 9.17 вертикальной прямой.

Минимальная нагрузка ГЭС может ограничиваться неэнергетическими потребителями: расходом воды на обеспечение судоходства, ирригации, водоснабжения и др.

Характеристика относительных приростов ГЭС выражается уравнением вида, (м^3/с) / МВт:

при $P > P_{кр2}$

$$r_г = r_{0\ г} + m_1\,P_{кр} + m_2\,(\,z\,(\,P_а — P_{кр.а}))^{m_3}; \qquad (9.17\,)$$

при $P_{кр1} < P \le P_{кр2}$

$$r_г = r_{0\ г} + m_1\,P_{кр2},$$

где $r_{0\,г}$ — начальное значение относительного прироста расхода воды; m_1 — коэффициент, отражающий наклон характеристики в зоне от минимальной нагрузки до критической при учете неустановившегося режима, связанного с быстрыми изменениями уровня нижнего бьефа ГЭС; m_2, m_3 — коэффициенты, отражающие конфигурацию криволинейной части характеристики.

Величина $r_{0\,г}$ вычисляется по формуле, (м^3/с)/МВт:

$$r_{0\,г} = 102/H\,\eta_{max},$$

где H — напор, м; η_{max} — максимальный КПД, отн. ед.

Сопоставительные расчеты с использованием конкретных примеров показали, что погрешность в относительном приросте расхода воды при использовании аналитического выражения (9.14) не превышает 5…6 %.

9.7. Расходные энергетические характеристики атомных электростанций

Характеристика расхода ядерного горючего на производство электрической продукции, выраженного в тоннах условного топлива, описывается следующей зависимостью:

$$B = B_{х.х} + r_р\,Q_р, \tag{9.18}$$

где $B_{х.х}$ — расход топлива на покрытие потерь теплоты на холостой ход, выраженный в условном топливе, т/ч; $Q_р$ — тепловая мощность реактора, ГДж/ч; $r_р$ — относительный прирост расхода ядерного горючего реакторами, т у.т/ ГДж.

Величина $r_р$ принимается равной 0,0341 т у.т/ ГДж, т.е. без составляющей потерь. Это определяется тем, что суммарные потери в системе реактор — парогенератор на тепловое рассеивание не превосходят 0,25…0,5 % полной тепловой мощности реактора, не зависят от тепловой нагрузки и типа реактора.

Расходную характеристику машинного зала АЭС с n конденсационными турбинами можно представить в виде, ГДж/ч:

$$Q_{м.з} = \sum_{i=1}^{n} \left(Q_{х.х\,i} + r_{т1\,i}\,P_i + (r_{т2\,i} - r_{т1\,i})\,(P_i - P_{кр\,i})\right), \tag{9.19}$$

где $Q_{х.х i}$ — расход теплоты на холостой ход i-м турбоагрегатом, ГДж/ч; P_i — любая электрическая нагрузка i-го турбогенератора

(в пределах от минимальной до максимальной), МВт; $P_{\text{кр}i}$ — критическая электрическая нагрузка i-го турбоагрегата, МВт; $r_{\text{т}1i}$ — относительный прирост расхода теплоты i-м турбоагрегатом в диапазоне от минимальной нагрузки до критической, ГДж/(МВт·ч); $r_{\text{т}2i}$ — то же в диапазоне от критической нагрузки до максимальной, ГДж/(МВт·ч).

Пренебрегая потерями в паропроводах и приравнивая величины $Q_\text{р}$ и $Q_{\text{м.з}}$ на основе уравнений (9.18) и (9.19), получаем расходную характеристику атомной электростанции, т/ч:

$$B = B_{\text{х.х}} + r_\text{р} \sum_{i=1}^{n} (Q_{\text{х.х}\,i} + r_{\text{т}1\,i} P_i + (r_{\text{т}2\,i} - r_{\text{т}1\,i})(P_i - P_{\text{кр}\,i})). \quad (9.20)$$

В случае использования n однотипных конденсационных турбин на АЭС уравнение (9.20) упрощается:

$$B = B_{\text{х.х}} + r_\text{р} (Q_{\text{х.х}\,i} + r_{\text{т}1\,i} P_i + (r_{\text{т}2\,i} - r_{\text{т}1\,i})(P_i - P_{\text{кр}\,i}))\, n.$$

Относительные приросты условного топлива блоком реактор—парогенератор—турбоагрегат или АЭС при однотипных турбоагрегатах можно определить по формулам, т/(МВт·ч):

$$r_{\text{а}1} = 0{,}0341\, r_{\text{т}1};$$
$$r_{\text{а}2} = 0{,}0341\, r_{\text{т}2}.$$

Расходная характеристика блока реактор—парогенератор—турбоагрегат может быть представлена выражением, т/ч:

$$B = B_{\text{х.х}} + r_{\text{а}1} P + (r_{\text{а}2} - r_{\text{а}1})(P - P_{\text{кр}1}).$$

Если АЭС имеет в своем составе турбоагрегаты с разными значениями относительных приростов расхода теплоты, то характеристика относительных приростов расходов топлива АЭС имеет вид ступенчатой зависимости.

9.8. Оптимальное использование производственных мощностей электростанций в энергетической системе

Общие принципы оптимального использования производственных мощностей электростанции в энергетической системе (подход и методика) аналогичны распределению нагрузки внутри станции.

Для определения наивыгоднейшего распределения электрической нагрузки между станциями энергосистемы или между системами в объединении систем необходимо учитывать поправочные коэффициенты на изменение потерь мощности в электрической сети:

$$\delta = 1/(1-\sigma),$$

где σ — относительный прирост потерь активной мощности в сети для данной станции (при распределении нагрузки между станциями системы) или для данной системы (при распределении нагрузки между энергосистемами в объединении систем).

В общем случае относительный прирост потерь мощности для каждой i-й электростанции можно представить в виде

$$\sigma = \Delta P/dP_i = \beta_1 P_1 + \beta_2 P_2 + \ldots + \beta_i P_i + \ldots + \beta_n P_n + A,$$

где $P_1, P_2, \ldots, P_i, \ldots, P_n$ — электрические нагрузки 1, 2, …, i, …, n-й электростанции; ΔP — суммарные потери активной мощности; β_1, β_2, ..., β_i, …, β_n — постоянные коэффициенты; A — величина, зависящая от нагрузок потребителей.

Аналогичное выражение может быть записано и при распределении нагрузок между системами. Следовательно, в общем случае относительный прирост потерь мощности данной электростанции (системы) зависит не только от нагрузки этой станции (системы), но и от нагрузок других станций (систем), параметров электрической сети, нагрузок потребителей.

Изменение величины относительного прироста потерь активной мощности данной электростанции (системы) в зависимости от ее нагрузки при прочих постоянных условиях представляет характеристику относительного прироста потерь мощности.

Рассмотрим характеристику относительного прироста потерь мощности на примере линии электропередачи 110 кВ, от которой питаются тяговые подстанции железнодорожного транспорта (рис. 9.18). Эта характеристика имеет вид линии, пересекающей ось абсцисс в точке, соответствующей минимуму кривой потерь мощности $\Delta P = f(P_1)$. При увеличении активной нагрузки тяговых подстанций на транзитной линии прямая σ смещается параллельно самой себе вправо, а при увеличении напряжения на конце линии U_2 — влево.

Оптимальность использования производственных мощностей энергообъединений сложной структуры, включающих электростанции различных типов с различающимися составом оборудования и видами используемых энергоресурсов, достигается при применении экономико-математических методов и ЭВМ. К ним, например, относятся: тепловые нагрузки ТЭЦ, расходы воды на ГЭС и требования неэнергетических водопользователей, ограничения по режиму использования АЭС, параметры и схемы электрических сетей, характеристики топливоснабжения и условия использования нетранспортабельных видов топлива, вторичных энергоресурсов и др.

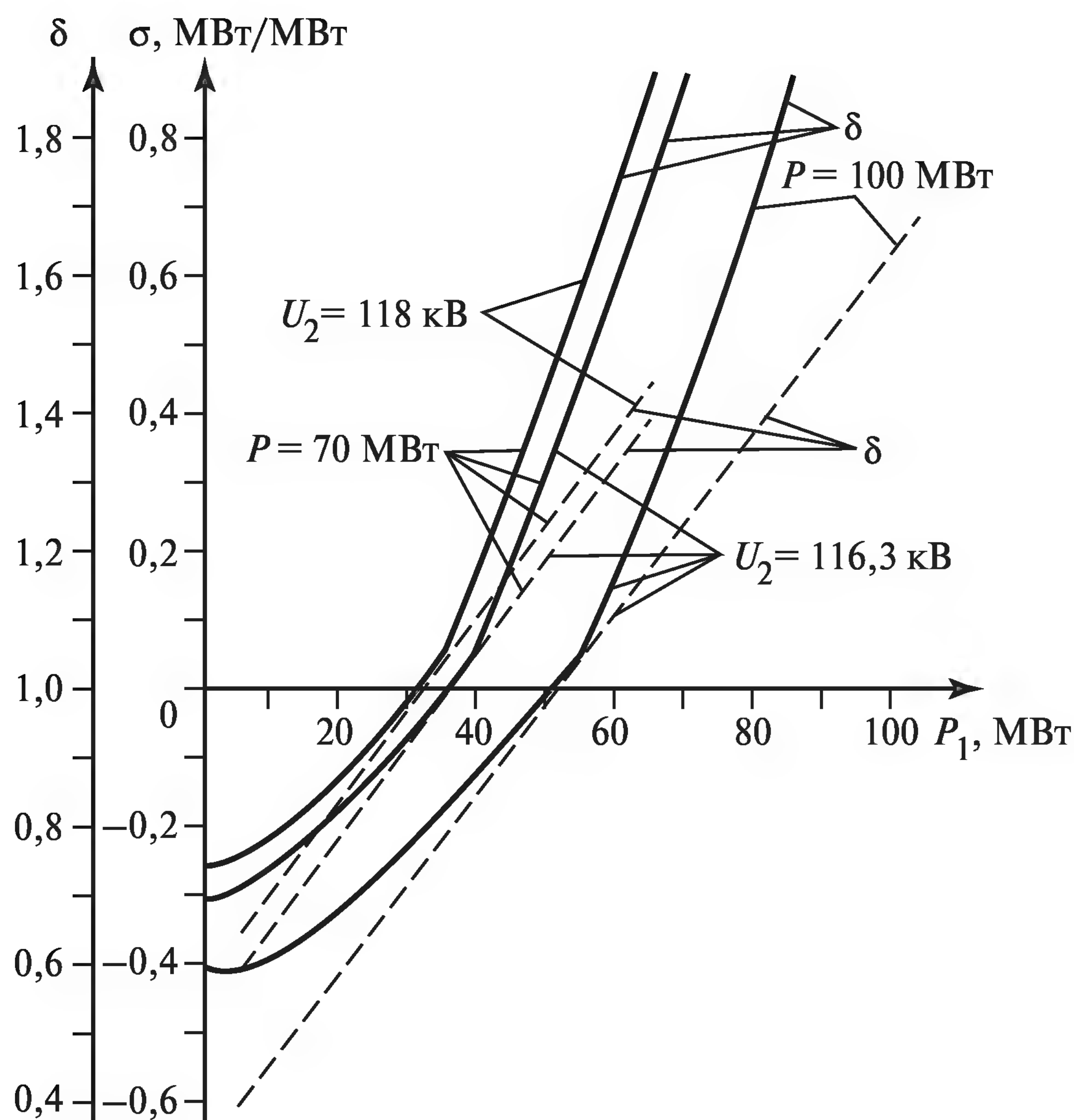


Рис. 9.18. Характеристика относительных приростов потерь активной мощности и поправочного коэффициента σ (U_1 = 115 кВ, R = 52,7 Ом):

P — суммарная нагрузка линии электропередачи; P_1 — величина активной мощности, передаваемой с одного конца линии электропередачи; U_1, U_2 — напряжение соответственно в начале и в конце линии электропередачи; R — суммарное активное сопротивление одной фазы линии электропередачи

В процессе оптимизации должен решаться ряд взаимосвязанных задач:

- выбор оптимального распределения электрических нагрузок энергообъединения;
- выбор оптимального состава работающего оборудования;
- оптимальное планирование ремонтов энергооборудования;
- выбор оптимального распределения тепловых нагрузок районов теплоснабжения и др.

В настоящее время при наличии больших энергетических систем (например, ЕЭС) в России решение этих задач возможно методом декомпозиции, применяемым при расчетах больших систем. В этом случае расчет проводится поэтапно в соответствии с иерархической структурой диспетчерского управления ЕЭС России.

Существующие методы решения рассматриваемых задач могут быть разделены на две группы:

- методы вариационного исчисления;
- оптимизационные методы математического программирования.

Первая группа методов исследует экстремум функционала. Им могут быть суммарный расход топлива (в тоннах условного топлива) или затраты на производство электроэнергии, зависящие от ряда функций и учитывающие непрерывное изменение показателей во времени. Экстремум функционала определяется системой дифференциальных уравнений Лагранжа.

Вторая группа методов основана на сравнении суммарных расходов топлива (в тоннах условного топлива) или денежных затрат при различных вариантах распределения электрических нагрузок или составах работающего оборудования.

При условии наивыгоднейшего распределения электрических нагрузок между электростанциями, входящими в энергообъединение в качестве критерия оптимизации рассмотрим сначала минимум расхода топлива в энергообъединении.

Условия допустимости оптимального режима использования электростанций в энергообъединении следующие.

1. Выполнение в каждый момент времени баланса мощностей энергообъединения, МВт:

$$P_1 + P_2 + P_3 + \ldots + P_n + P_{n+1} + \ldots + P_m + P_{\text{г}1} + \ldots + P_{\text{г}\,n} + \\ + P_{\text{а}\,1} + \ldots + P_{\text{а}\,n} = \sum P_{\text{н}} + \Delta P \qquad (9.21)$$

или

$$W = P_1 + P_2 + P_3 + \ldots + P_n + P_{n+1} + \ldots + P_m + P_{\text{г}1} + \ldots + P_{\text{г}\,n} + \\ + P_{\text{а}\,1} + \ldots + P_{\text{а}\,n} - \sum P_{\text{н}} - \Delta P = 0, \qquad (9.22)$$

где P_1, P_2, …, P_n — генерируемые активные мощности тепловых электростанций, не имеющих ограничений по расходу топлива в данный момент времени, МВт; P_{n+1}, …, P_m — то же для тепловых электростанций, имеющих ограничения по расходу топлива, МВт; $P_{\text{г}1}$, …, $P_{\text{г}\,n}$ — то же для гидростанций, МВт; $P_{\text{а}\,1}$, …, $P_{\text{а}\,n}$ — то же для атомных станций, МВт; $\sum P_{\text{н}}$ — суммарная активная нагрузка потребителей этих электростанций (включая расход на собственные нужды станций и сетей), МВт; ΔP — потери активной мощности в электрической сети, МВт.

2. Обеспечение $(n + 1)$, …, m-й тепловыми электростанциями заданных ограничений по суточным расходам условного топлива, т у.т/сут:

$$\int_0^{23} B_{n+1} \mathrm{d}t \le B_{0(n+1)}; \quad \int_0^{23} B_{n+2} \mathrm{d}t \le B_{0(n+2)}; \quad \int_0^{23} B_m \mathrm{d}t \le B_{0m},$$

где B_{n+1}, B_{n+2}, …, B_m — часовые расходы условного топлива $(n + 1)$, $(n + 2)$, …, m-й тепловыми электростанциями, т/ч; $B_{0\,(n+1)}$, $B_{0\,(n+2)}$, …, B_{0m} — величины ограничений по суточным расходам топлива этими же станциями.

3. Обеспечение использования гидростанциями заданных суточных расходов воды на энергетические нужды, м^3/сут:

$$\int_0^{23} Q_{r1}\mathrm{d}t = Q_{0\text{г}1}; \quad \int_0^{23} Q_{r2}\mathrm{d}t = Q_{0\text{г}2}; \ \ldots; \quad \int_0^{23} Q_{rn}\mathrm{d}t = Q_{0\text{г}n},$$

где $Q_{r\,1}$, $Q_{r\,2}$, …, $Q_{r\,n}$ — часовые расходы воды 1, 2, …, n-й гидростанциями на энергетические нужды, м^3/ч; $Q_{0\text{г}\,1}$, $Q_{0\text{г}\,2}$, …, $Q_{0\text{г}\,n}$ — заданные суточные расходы воды этими же станциями, м^3/сут.

4. Обеспечение атомными электростанциями суточной экономии органического топлива не меньше заданной, т у.т/сут:

$$\int_0^{23} B_{\text{а}1}\mathrm{d}t \ge B_{0\text{а}1}; \quad \int_0^{23} B_{\text{а}2}\mathrm{d}t \ge B_{0\text{а}2}; \ \ldots; \quad \int_0^{23} B_{\text{а}n}\mathrm{d}t \le B_{0\text{а}n},$$

где $B_{\text{а}1}$, $B_{\text{а}2}$, …, $B_{\text{а}n}$ — суточная экономия органического топлива за счет использования электроэнергии 1, 2, …, n-й атомной электростанцией, выраженная в т у.т.; $B_{0\,\text{а}1}$, $B_{0\,\text{а}2}$, …, $B_{0\,\text{а}\,n}$ — величины ограничений по суточной экономии органического топлива этими же станциями.

Минимум расхода условного топлива энергообъединением находится при выполнении условий допустимости как экстремум функционала

$$\int_0^{23} (B_1 + B_2 + \ldots + B_n + \lambda_{n+1} B_{n+1} + \lambda_{n+2} B_{n+2} + \ldots + \lambda_m B_m +$$

$$+ \lambda_{\text{г}1} Q_{\text{г}1} + \ldots + \lambda_{\text{г}n} Q_{\text{г}n} + \lambda_{\text{а}1} B_{\text{а}1} + \ldots + \lambda_{\text{а}n} B_{\text{а}n} + \lambda_t W)\,\mathrm{d}t,$$

где B_1, B_2, …, B_n — часовые расходы условного топлива 1, 2, …, n-й тепловыми электростанциями, т/ч; λ_{n+1}, λ_{n+2}, …, λ_m, $\lambda_{\text{г}1}$, …, $\lambda_{\text{г}\,n}$, $\lambda_{\text{а}1}$,…, $\lambda_{\text{а}\,n}$ — некоторые постоянные множители Лагранжа; λ_t — множитель, являющийся функцией времени.

Продифференцируем подынтегральное выражения по переменным P_1, P_2, …, P_n, P_{n+1} и т.д.:

$$\frac{\partial B_1}{\partial P_1} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}\right) = 0, \ \ldots, \ \frac{\partial B_n}{\partial P_n} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n}\right) = 0;$$

$$\lambda_{n+1}\frac{\partial B_{n+1}}{\partial P_{n+1}} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{n+1}}\right) = 0, \ \ldots, \ \lambda_m\frac{\partial B_m}{\partial P_m} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_m}\right) = 0;$$

$$\lambda_{\text{г}1}\frac{\partial Q_{r1}}{\partial Q_{r1}} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{r1}}\right) = 0, \ \ldots, \ \lambda_{\text{г}n}\frac{\partial Q_{r\,n}}{\partial P_{r\,n}} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{r\,n}}\right) = 0;$$

$$\lambda_{\text{а}1}\frac{\partial B_{\text{а}1}}{\partial P_{\text{а}1}} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{\text{а}1}}\right) = 0, \ \ldots, \ \lambda_{\text{а}n}\frac{\partial B_{\text{а}n}}{\partial P_{\text{а}n}} + \lambda_t\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{\text{а}n}}\right) = 0. \qquad (9.23)$$

Выразив производные через относительные приросты, перепишем уравнения (9.23) в виде

$$r_{\text{ст }1} + \lambda_t (1 - \sigma_1) = 0,\ \ldots,\ r_{\text{ст }n} + \lambda_t (1 - \sigma_n) = 0;$$
$$\lambda_{n+1}\, r_{\text{ст }(n+1)} + \lambda_t (1 - \sigma_{n+1}) = 0,\ \ldots,\ \lambda_m\, r_{\text{ст }m} + \lambda_t (1 - \sigma_m) = 0;$$
$$\lambda_{\text{г }1}\, r_{\text{г }1} + \lambda_t (1 - \sigma_{\text{г }1}) = 0,\ \ldots,\ \lambda_{\text{г }n} r_{\text{г }n} + \lambda_t (1 - \sigma_{\text{г }n}) = 0;$$
$$\lambda_{\text{а}1}\, r_{\text{а }1} + \lambda_t (1 - \sigma_{\text{а }1}) = 0,\ \ldots,\ \lambda_{\text{а }n} r_{\text{а }n} + \lambda_t (1 - \sigma_{\text{а }n}) = 0.$$

Отсюда

$$\frac{r_{\text{ст}1}}{1-\sigma_1} = -\lambda_t,\ \ldots,\ \frac{r_{\text{ст }n}}{1-\sigma_n} = -\lambda_t;$$
$$\frac{\lambda_{n+1} r_{\text{ст}(n+1)}}{1-\sigma_{n+1}} = -\lambda_t,\ \ldots,\ \frac{\lambda_m r_{\text{ст}m}}{1-\sigma_m} = -\lambda_t;$$
$$\frac{\lambda_{\text{г}1} r_{\text{г}1}}{1-\sigma_{\text{г}1}} = -\lambda_t,\ \ldots,\ \frac{\lambda_{\text{г}n} r_{\text{г}n}}{1-\sigma_{\text{г}n}} = -\lambda_t; \qquad (9.24)$$
$$\frac{\lambda_{\text{а}1} r_{\text{а}1}}{1-\sigma_{\text{а}1}} = -\lambda_t,\ \ldots,\ \frac{\lambda_{\text{а}n} r_{\text{а}n}}{1-\sigma_{\text{а}n}} = -\lambda_t.$$

Следовательно, для обеспечения распределения электрической нагрузки между отдельными электростанциями (конденсационными, ТЭЦ, гидроэлектростанциями, атомными электростанциями) на минимум суммарного расхода топлива энергообъединением необходимо, чтобы в каждый момент времени выполнялось следующее условие:

$$\frac{r_{\text{ст}1}}{1-\sigma_1} = \ldots = \frac{r_{\text{ст}n}}{1-\sigma_n} = \frac{\lambda_{n+1} r_{\text{ст }(n+1)}}{1-\sigma_{n+1}} = \ldots = \frac{\lambda_m r_{\text{ст }m}}{1-\sigma_m} =$$
$$= \frac{\lambda_{\text{г}1} r_{\text{г}1}}{1-\sigma_{\text{г}1}} = \ldots = \frac{\lambda_{\text{г}n} r_{\text{г}n}}{1-\sigma_{\text{г}n}} = \frac{\lambda_{\text{а}1} r_{\text{а}1}}{1-\sigma_{\text{а}1}} = \ldots = \frac{\lambda_{\text{а}n} r_{\text{а}n}}{1-\sigma_{\text{а}n}}, \qquad (9.25)$$

где $r_{\text{ст}1}$, $r_{\text{ст}2}$, …, $r_{\text{ст }n}$ — относительные приросты расхода условного топлива на 1, 2, …, n-й тепловой электростанции (нетто), т у.т/(МВт·ч); $r_{\text{ст }(n+1)}$, …, $r_{\text{ст }m}$ — относительные приросты расхода условного топлива на $n + 1$, …, m-й тепловых электростанциях, которые должны израсходовать определенное количество топлива (нетранспортабельные горючие отходы промышленного предприятия) или теплоты вторичных энергоресурсов, т у.т/(МВт·ч); $r_{\text{г}1}$, …, $r_{\text{г}n}$ — относительные приросты расхода воды на 1, 2, …, n-й гидростанции, (м^3/с)/МВт; $r_{\text{а }1}$, …, $r_{\text{а }n}$ — относительные приросты расхода ядерного топлива на 1, 2, …, n-й атомной электростанции, выраженные в тоннах условного топлива, т у.т/(МВт·ч); λ_{n+1}, …, λ_m — безразмерные коэффициенты, используемые для обеспечения режимов на (n + 1), …, m-й тепловых электростанциях, при которых ими расходуется за-

данное количество топлива или теплоты вторичных энергоресурсов; $\lambda_{г1}$, …, $\lambda_{гn}$ — коэффициенты, характеризующие изменение расхода условного топлива в энергосистеме под влиянием изменения расхода воды на 1, 2, …, n-й ГЭС, (т у.т/ч)/(м^3/с); $\lambda_{а1}$,…, $\lambda_{аn}$ — безразмерные коэффициенты, необходимые для обеспечения определенного (наибольшего) использования 1, 2, …, n-й атомной электростанции (с учетом ограничения по минимальной мощности реактора, вызываемого эффектом «отравления»);

$$\left.\begin{array}{l} \sigma_1, \ldots, \sigma_n; \\ \sigma_{n+1}, \ldots, \sigma_m; \\ \sigma_{г1}, \ldots, \sigma_{г\,n}; \\ \sigma_{а1}, \ldots, \sigma_{а\,n} \end{array}\right\}$$ — относительные приросты потерь мощности в электрических сетях.

Изменение режима работы отдельных электростанций сказывается главным образом на топливной составляющей себестоимости электроэнергии в энергосистеме. Поэтому достижение минимума затрат на топливо означает и минимум затрат на производство электроэнергии. При одинаковых удельных затратах на одну тонну условного топлива на всех тепловых электростанциях оптимальный режим работы электростанций энергосистемы соответствует минимальным затратам на это топливо.

При различных удельных затратах на топливо, присущих отдельным электростанциям данной энергосистемы, для достижения минимума себестоимости электроэнергии необходимо, чтобы в каждый момент времени существовало равенство:

$$\frac{r_{ст1}Ц_{т1}}{1-\sigma_1} = \ldots = \frac{r_{стn}Ц_{тn}}{1-\sigma_n} = \frac{\lambda_{n+1}r_{ст\,(n+1)}Ц_{т\,(n+1)}}{1-\sigma_{n+1}} = \ldots$$

$$\ldots = \frac{\lambda_m r_{стm}Ц_{тm}}{1-\sigma_m} = \frac{\lambda_{г\,1}r_{г\,1}Ц_{т\,ср}}{1-\sigma_{г1}} = \ldots = \frac{\lambda_{гn}r_{гn}Ц_{т.ср}}{1-\sigma_{гn}} =$$

$$= \frac{\lambda_{а1}r_{а1}Ц_{а1}}{1-\sigma_{а1}} = \ldots = \frac{\lambda_{аn}r_{аn}Ц_{аn}}{1-\sigma_{аn}}, \qquad (9.26)$$

где $Ц_{т1}$, …, $Ц_{тn}$, $Ц_{т(n+1)}$, …, $Ц_{тm}$ — удельные затраты (цены) на условное топливо на 1, 2, ..., n, (n+1), …, m-й тепловой электростанции, руб/т у.т.; $Ц_{т.ср}$ — средние удельные затраты на условное топливо на тепловых электростанциях, нагрузка которых меняется с изменением нагрузки гидростанций, руб/т у.т.; $Ц_{а1}$, …, $Ц_{аn}$ — удельные затраты на ядерное горючее, выраженное в тоннах условного топлива, руб/т у.т.

Если принять удельные затраты на топливо одной из электростанций за базисные, то, разделив равенство (9.26) на $Ц_{т\,i}$, получим:

$$\frac{r_{\text{ст}1}}{1-\sigma_1}\frac{Ц_{\text{т}1}}{Ц_{\text{т}i}}=\ldots=\frac{r_{\text{ст}\,n}}{1-\sigma_n}\frac{Ц_{\text{т}n}}{Ц_{\text{т}i}}=\frac{\lambda_{n+1}r_{\text{ст}\,(n+1)}}{1-\sigma_{n+1}}\frac{Ц_{\text{т}(n+1)}}{Ц_{\text{т}i}}=\ldots$$

$$\ldots=\frac{\lambda_{\text{т}}r_{\text{ст.т}}}{1-\sigma_{\text{т}}}\frac{Ц_{\text{т.т}}}{Ц_{\text{т}i}}=\frac{\lambda_{\text{г}\,1}r_{\text{г}\,1}}{1-\sigma_{\text{г}1}}\frac{Ц_{\text{т.ср}}}{Ц_{\text{т}i}}=\ldots=\frac{\lambda_{\text{г}\;n}r_{\text{г}\,n}}{1-\sigma_{\text{г}\;n}}\frac{Ц_{\text{т.ср}}}{Ц_{\text{т}i}}=$$

$$=\frac{\lambda_{\text{а}1}r_{\text{а}1}}{1-\sigma_{\text{а}1}}\frac{Ц_{\text{а}1}}{Ц_{\text{т}i}}=\ldots=\frac{\lambda_{\text{а}n}r_{\text{а}n}}{1-\sigma_{\text{а}n}}\frac{Ц_{\text{а}n}}{Ц_{\text{т}i}}. \qquad (9.27)$$

Таким образом, для перехода от критерия минимума расхода топлива к критерию минимума себестоимости электроэнергии в энергосистеме или объединении энергосистем необходимо значения относительных приростов расхода топлива умножить на отношение удельных затрат на топливо на данной станции к аналогичному показателю на базовой электростанции. Причем если $(Ц_{\text{т}}/Ц_{\text{т}\;i}) > 1$, то на данной электростанции для обеспечения минимума себестоимости электроэнергии необходимо снизить нагрузку сравнительно с ее режимом на минимум расхода топлива. Если $(Ц_{\text{т}}/Ц_{\text{т}\;i}) < 1$, то на данной станции необходимо повысить нагрузку по сравнению с режимом, обеспечивающим минимум расхода топлива. Коэффициенты $\lambda_{\text{г}}$, $\lambda_{\text{т}}$, $\lambda_{\text{а}}$ устанавливаются итеративным или иным методом исходя из условия полного использования заданного суточного расхода воды на ГЭС, определенного количества топлива на ТЭС, имеющей ограничения по расходу топлива, обеспечения определенного (наибольшего) использования ядерного топлива атомной электростанции.

Перераспределение электрической нагрузки между электростанциями ведет к изменению потерь электроэнергии в электрических сетях, связывающих эти станции между собой, и, следовательно, к изменению расхода топлива (затрат на топливо) в энергосистеме. Учет изменения потерь в электрических сетях приводит к необходимости умножения относительных приростов расхода топлива электростанций на поправочный коэффициент $1/(1-\sigma)$.

Суммируя нагрузки отдельных станций при одинаковых значениях относительных приростов расхода топлива, найдем электрические нагрузки энергосистемы, соответствующие этим относительным приростам. Так устанавливается связь между нагрузкой энергосистемы и нагрузкой каждой станции.

Сложность оптимизации использования производственных мощностей электростанций и потребность в учете меняющихся условий и ограничений приводят к необходимости применения ЭВМ. Определение оптимальных режимов использования производственных мощностей выполняется не только в эксплуатационных условиях, но и при проектировании развития энергетики.

Вопросы для повторения

1. Раскройте содержание энергетической характеристики и характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией.

2. Укажите исходные материалы для разработки характеристик тепловых электростанций.

3. Сформулируйте условие использования котельных агрегатов, при котором достигаются минимум расхода топлива и минимум затрат на топливо.

4. Изложите способы построения характеристик машинного зала ТЭС и ее назначение.

5. Изложите способы построения энергетической расходной характеристики и характеристики относительного приростов расхода воды ГЭС (АЭС).

6. Изложите принцип изменения потерь мощности в электрической сети.

7. Изложите основные положения по рациональному использованию производственных мощностей электростанции в энергообъединении.

Глава 10
ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

10.1. Организация ремонтного обслуживания энергетических предприятий

Машины подвергаются физическому и моральному износу, вследствие чего они перестают соответствовать предъявляемым к ним требованиям и выполнять заданные функции.

Средством устранения физического износа является ремонт или замена детали или узла, а средством устранения морального износа — реконструкция, модернизация, замена оборудования на более совершенное. Модернизация позволяет увеличить сроки службы действующего оборудования, при этом затраты на устранение морального износа в таком случае несравненно ниже затрат на его замену, нередко при достижении тех же результатов.

Модернизации могут быть подвергнуты как отдельные устройства, так и агрегаты и электростанции в целом. Комплексная модернизация оборудования позволяет получить практически новую станцию при затратах в несколько раз меньших, чем это потребовалось при полной замене оборудования, поскольку при модернизации большая часть узлов и деталей, как правило более дорогих (базовых), остаются прежними.

В энергетике поддержание оборудования в работоспособном состоянии, восстановление его наиболее важных характеристик, улучшение эксплуатационных качеств и повышение экономической эффективности его использования достигаются за счет применения системы планово-предупредительного ремонта (ППР). Планово-предупредительный ремонт оборудования электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей представляет собой комплекс работ, включающих осмотр, проверки и испытания оборудования, ремонт и замену отдельных узлов и деталей, в результате которого значения технических и экономических показателей оборудования становятся близкими к проектным, что обеспечивает длительную надежную и экономичную работу оборудования.

Основной принцип ППР — ремонт оборудования до начала его интенсивного износа и соответственно предупреждение аварий, а не

ликвидация ее последствий. Это не исключает необходимости в аварийном ремонте, если авария все же имела место.

Ремонт по системе ППР включает текущий ремонт и капитальный. Потребность в текущем ремонте выявляется при контрольно-осмотровых операциях и в процессе эксплуатации машины. Цель текущего ремонта — обеспечить надежную работу оборудования до очередного ремонта (текущего или капитального).

При ***текущем ремонте*** производят несложные ремонтные операции с разборкой или без разборки узлов, различного рода регулировки, замену отдельных частей.

Расширенный текущий ремонт (средний ремонт) отличается от текущего ремонта несколько большим объемом работ. При этом виде ремонта производятся:

- ремонт и замена деталей и узлов, которые не смогут нормально работать до очередного капитального ремонта;
- проверка устройств и при необходимости наладка систем управления, регулирования и автоматики.

Цель ***капитального ремонта*** — восстановление первоначальных качеств непригодной к дальнейшей эксплуатации с заданными параметрами машины. Капитальный ремонт должен гарантировать бесперебойную службу машины в течение установленного межремонтного периода при условии ее надлежащего технического обслуживания, проведения текущих ремонтов и эксплуатации в соответствии с утвержденными инструкциями и эксплуатационными характеристиками. Оборудование может быть выведено в капитальный ремонт, если большая часть основных узлов нуждается в восстановлении, а техническое состояние машины ухудшается в связи со снижением надежности большинства ее узлов.

Капитальный ремонт включает: полную разборку оборудования, чистку и промывку деталей, контроль и замену неисправных деталей или их восстановление, сборку машины с необходимой наладкой узлов и машины в целом.

Капитальный ремонт оборудования при необходимости сочетается с его модернизацией, в результате которой технические и эксплуатационные качества оборудования доводятся до уровня лучших образцов.

Периодичность проведения капитальных и текущих ремонтов оборудования электростанций и сетей устанавливается для каждого вида оборудования исходя из требований надежности и экономичности его работы.

Период времени между двумя капитальными ремонтами агрегата называют *межремонтным периодом* (МРП), а период между началом одного капитального ремонта агрегата и началом следующего за ним капитального ремонта — *ремонтным циклом* агрегата.

Ремонтные циклы оборудования различных типов, как правило, нормируются. Для примера приведем структуру ремонтного цикла котла энергоблока 300 МВт:

Годы ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вид ремонта	Тр	Ср	$Кр_1$	Тр	Ср	$Кр_2$	Тр	Ср	$Кр_3$

В течение этого времени проводятся:

капитальные ремонты трех категорий ($Кр_1$, $Кр_2$, $Кр_3$), различающиеся по объему и сложности работ, связанных с заменой поверхностей нагрева (трубных элементов), соответственно до 70 т, от 77 до 150 т и до 230 т труб, и продолжительности простоя — 55, 60 и 70 календарных дней;

средние ремонты (Ср) — один раз в три года продолжительностью 28 календарных дней;

текущие ремонты (Тр) продолжительностью 20 календарных дней — в годы, когда не проводятся средние и капитальные ремонты.

Кроме того, нормативами предусматривается техническое обслуживание остановленной установки (ТОО) общей продолжительностью 12 календарных дней в год в период планируемых кратковременных остановов (как правило, в выходные дни) в целях устранения отдельных неисправностей, а также техническое обслуживание на действующем оборудовании (ТОД) для поддержания его работоспособности.

Средняя продолжительность межремонтного периода различного энергетического оборудования зависит от типа оборудования, год:

Агрегаты тепловых станций .... 2—3
Гидроагрегаты .... 4—5
Котлоагрегаты .... 1—2
Трансформаторы силовые .... До 15
Вспомогательное оборудование 1

Длительность МРП для энергосистемы имеет большое значение. При увеличении длительности МРП и сохранении продолжительности простоя в ремонте в заданных пределах возрастает степень готовности агрегата к работе, уменьшается численность персонала, необходимого для ремонта, повышается эксплуатационный резерв энергосистемы.

Степень готовности электростанции к работе характеризуется так называемым коэффициентом готовности агрегата:

$$K_г = \frac{T_{раб}}{T_к} = \frac{T_к - T_{рем}}{T_к},$$

$$T_{рем} = \frac{t_{к.р} + n_{р.т.р} t_{р.т.р} + n_{т.р} t_{т.р}}{t_{р.ц}},$$

где $T_{раб}$ — время оборудования в работе, ч; $T_к$ — календарное время, равное 8760 ч; $T_{рем}$ — продолжительность ремонта, ч/год; $t_{к.р}$ — продолжительность капитального ремонта, ч; $t_{р.т.р}$ — продолжительность расширенного текущего ремонта, ч; $n_{р.т.р}$ — число расширенных текущих ремонтов за время ремонтного цикла; $t_{т.р}$ — продолжительность текущего ремонта; $n_{т.р}$ — число текущих ремонтов за время ремонтного цикла; $t_{р.ц}$ — продолжительность ремонтного цикла, лет.

Коэффициенты готовности тепловых станций не превышают, как правило, 80 %; коэффициент готовности ГЭС находится на уровне 92…96 %. Ряд ГЭС работают с коэффициентом готовности 97…99 %, т.е. среднее время простоя в ремонте в году составляет для них 1…3 %.

10.2. Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта

Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования следующие:

1. *Предварительная планово-организационная и материально-техническая подготовка к ремонту.* За два-три месяца до начала ремонта разрабатывается проект организации ремонтных работ. Он включает:

- объем и сроки выполнения работ;
- необходимые трудовые затраты;
- состав ремонтных бригад и схемы расстановки персонала на рабочих местах;
- мероприятия по механизации ремонтных работ;
- указания о необходимом ремонтном оборудовании, запасных частях и ремонтных материалах;
- инструкции по технологическим операциям в их последовательности;
- пооперационные нормы времени и нормы расхода ремонтных материалов.

На основе проекта организации ремонтных работ разрабатываются сетевые и линейные графики ремонта и технологические карты ремонтных работ по объектам ремонта.

2. *Внедрение прогрессивной организации и технологии ремонтных работ.* Ремонт каждого агрегата на станции должен производиться как единый технологический процесс с максимальной поточностью операций. В технологии ремонтных работ должны применяться передовые методы. Максимально механизируются трудоемкие ремонтные работы, подъем грузов к рабочим местам, горизонтальный транспорт грузов. Монтируются кислородные, ацетиленовые и электросварочные посты у рабочих мест сварщиков и т.д.

3. *Замена в процессе ремонта целых узлов оборудования заранее собранными комплектами.* Поузловой ремонт ускоряет процесс, так как в этом случае нет необходимости разбирать узел и ремонтировать отдельные дефектные детали.

4. *Раздельный ремонт основного и вспомогательного оборудования (при наличии резервных агрегатов собственных нужд).* При раздельном ремонте основного и вспомогательного оборудования один из комплектов последнего ремонтируется до останова основного агрегата. Это позволяет значительно сократить простой основных агрегатов в ремонте и снизить потребность в ремонтном персонале.

Прием основного оборудования из капитального ремонта электростанций производится комиссией под руководством главного инженера станции. После предварительного приема оборудования из ремонта оно проверяется в работе под нагрузкой в течение 24 ч. При отсутствии дефектов в работе в течение этого срока дается предварительная оценка качества ремонта и оборудование принимается в эксплуатацию. Если при опробовании под нагрузкой обнаруживаются дефекты, то капитальный ремонт считается неоконченным до их устранения и вторичной проверки агрегатов под нагрузкой в течение 24 ч. Окончательная оценка качества ремонта дается после месяца его работы под нагрузкой, когда производятся необходимые эксплуатационные испытания и измерения.

Основные эксплуатационные показатели, характеризующие качество ремонта:

- для котлов — паропроизводительность, давление и температура перегретого пара, температура уходящих газов, потери тепла с уходящими газами, КПД агрегата брутто, расход электроэнергии на тягу и дутье и на помол топлива;

- для турбоагрегатов — расход свежего пара, давление и температура свежего пара, вакуум в конденсаторе, температура питательной воды за подогревателями высокого давления, измерение вибрации опорных узлов.

Если по истечении одного месяца работы агрегата после капитального ремонта предварительная оценка качества ремонта не изменяется, она утверждается в качестве окончательной.

Используют три способа ремонтного обслуживания: хозяйственный, подрядный и смешанный.

Хозяйственный способ. При этой форме ремонта все ремонтное обслуживание осуществляется силами и средствами самих станций.

В случае хозяйственного способа может быть использована цеховая форма (децентрализованная форма) ремонтного обслуживания, централизованная внутри станции (применительно к тепловым станциям) или в пределах каскада (применительно к ГЭС), а также смешанная, когда часть ремонтов выполняется соответствующими цехами станции, а часть — общестанционным персоналом тепловой станции или общекаскадным персоналом при объединении ГЭС в каскады.

При *цеховой форме* ремонтного обслуживания капитальные и текущие ремонты оборудования рассредоточены по основным цехам станции и производятся ремонтным персоналом соответствующего цеха на закрепленном за ним оборудовании. В обязанности ремонтного персонала цехов входит также межремонтное обслуживание оборудования. Изготовление необходимых для ремонта запасных частей и приспособлений сосредотачивается в этом случае в мастерских станции.

Цеховая форма имеет как преимущества, так и недостатки.

С одной стороны, имеется ремонтный персонал, который может быть использован при проведении как плановых, так и внеплановых, аварийных ремонтов. Высокая ответственность и квалификация ремонтного персонала и повторяемость работ не требуют особого контроля при ремонте со стороны руководящего инженерно-технического персонала. Высокая производительность труда и относительно низкие затраты на содержание цехового ремонтного персонала приводят к тому, что ремонты обходятся относительно недорого по сравнению с подрядным способом.

С другой стороны, цеховая форма не всегда экономически целесообразна. Эта форма экономически оправдана только для крупных станций, имеющих сравнительно большой объем ремонтных работ,

в противном случае ремонтный персонал не может быть полностью загружен в течение года.

При *централизации* ремонта внутри предприятия (например, тепловой станции) ремонтный персонал объединяется в подразделения централизованного ремонта и выполняет в основном все работы по ремонту теплосилового и сантехнического оборудования. Капитальные ремонты электротехнического и турбинного оборудования, устройств автоматики выполняют соответственно электроцех, турбинный цех и т.п. или службы ремонтов, которые ведут, как правило, только капитальные ремонты оборудования станции.

Централизация ремонтов дает возможность лучше использовать ремонтный персонал, а также ремонтное оборудование и приспособления.

Подрядный способ. При подрядном способе основная часть работ выполняется централизованно, но уже не своими силами, а силами специализированной организации. Производятся ремонты оборудования по договорам со станциями. В большинстве случаев эти предприятия выполняют также заказы по изготовлению запасных частей, приспособлений для ремонта и инструмента, некоторых видов нестандартного оборудования, разрабатывают технологическую документацию по ремонту, реконструкции и модернизации оборудования и по механизации ремонтных работ.

Для ремонта транспортабельного оборудования в заводских условиях и изготовления запасных частей в них организуются специальные цеха: механический, ремонтный, тепломеханического оборудования, ремонта контрольно-измерительной аппаратуры и автоматики, электроремонтный.

Ремонт может осуществляться с различной степенью охвата оборудования станции. Наиболее развитая форма централизации — *комплексный* ремонт, при котором ремонтные предприятия выполняют все работы по капитальному ремонту основного и вспомогательного оборудования электростанции.

Для проведения ремонтных работ на предприятиях организуются выездные бригады (линейный персонал), последовательно выполняющие все необходимые ремонтные работы на отдельных станциях, или организуются участки централизованного ремонта на обслуживаемых станциях с постоянным персоналом и местом проживания.

Преимущества централизованного ремонта:

- возможность применять на некоторых ремонтных работах более квалифицированный труд — содержать специалистов высокой квалификации по отдельным видам работ (наладке, центровке узлов,

устранению вибраций и т.п.), для проведения которых в случае децентрализованного ремонта приглашают специалистов из других специализированных организаций;

- лучше использовать ремонтный персонал в течение года и снижать его численность в целом по энергосистеме;
- появляется возможность применять на станциях более совершенное оборудование для ремонтных работ и улучшить их организацию и технологию;
- появляется возможность повысить качество запасных частей и снизить их себестоимость;

Недостатки централизованного ремонта:

- осложняется планирование работ ремонтного персонала;
- завышается стоимость ремонтных работ по сравнению с ремонтом, выполняемым хозяйственным способом;
- в некоторых случаях возможно снижение ответственности ремонтного персонала за качество ремонтных работ;
- гарантии — всего один месяц.

Смешанный способ. В этом случае часть работ проводится силами предприятия, а часть — подрядной организацией при использовании той или иной формы централизации.

Вопрос о выборе рациональной формы ремонтного обслуживания в каждом конкретном случае должен решаться с учетом специфики энергосистемы, энергопредприятия и местных условий района.

Целесообразной является *централизация специальных ремонтных работ и ремонтов сложного и реконструктивного характера для небольших энергопредприятий.*

Наоборот, для очень крупных электростанций более целесообразным в большинстве случаев является ведение ремонтов хозяйственным способом. В прочих случаях находят рациональное сочетание численности персонала хозяйственной и подрядной организаций при ремонтном обслуживании.

Содержание персонала специализированных предприятий обходится значительно дороже, чем содержание ремонтного персонала энергопредприятий (за счет более высокой заработной платы, командировочных и накладных расходов). Поэтому важно определить, какой по численности ремонтный персонал будет привлечен со стороны, и, чем он будет меньше, тем это выгоднее как предприятию, так и энергосистеме.

В целях снижения затрат на ремонтное обслуживание определяют минимальную численность привлеченного персонала, исходя из рациональной нагрузки ремонтными работами персонала энергопредприятия.

10.3. Технико-экономические показатели ремонта энергооборудования

В настоящее время в планировании и экономическом анализе ремонта энергооборудования применяются следующие показатели:

а) режимные — длительность простоя в ремонте; коэффициент эксплуатационной готовности, определяемый как отношение времени нахождения агрегата в работе и резерве к общей длительности рассматриваемого периода (ремонтного цикла, года);

б) стоимостные — ремонтная составляющая себестоимости энергии; затраты на ремонт единицы установленной мощности (в рублях на 1 МВт); себестоимость товарной продукции ремонтного предприятия (в копейках на 1 руб.); производительность труда в виде выработки (по сметной стоимости) на одного работающего.

Режимные показатели определяются структурой ремонтного цикла (рис. 10.1). Его длительность $t_{р.ц}$, под которой понимают время между началом данного капитального ремонта и первого последующего капитального ремонта, включает следующие составляющие:

а) время эксплуатационной готовности $t_{э.г}$, которое складывается из времени нахождения оборудования в работе $t_р$ и в резерве $t_{рез}$;

б) время простоев в ремонте $t_{рем}$, в составе которого следует различать простои в плановом капитальном ремонте $t_{рем}^{к.р}$, плановом (и неплановом) текущем ремонте $t_{рем}^{тек}$;

в) время аварийного простоя $t_{ав}$.

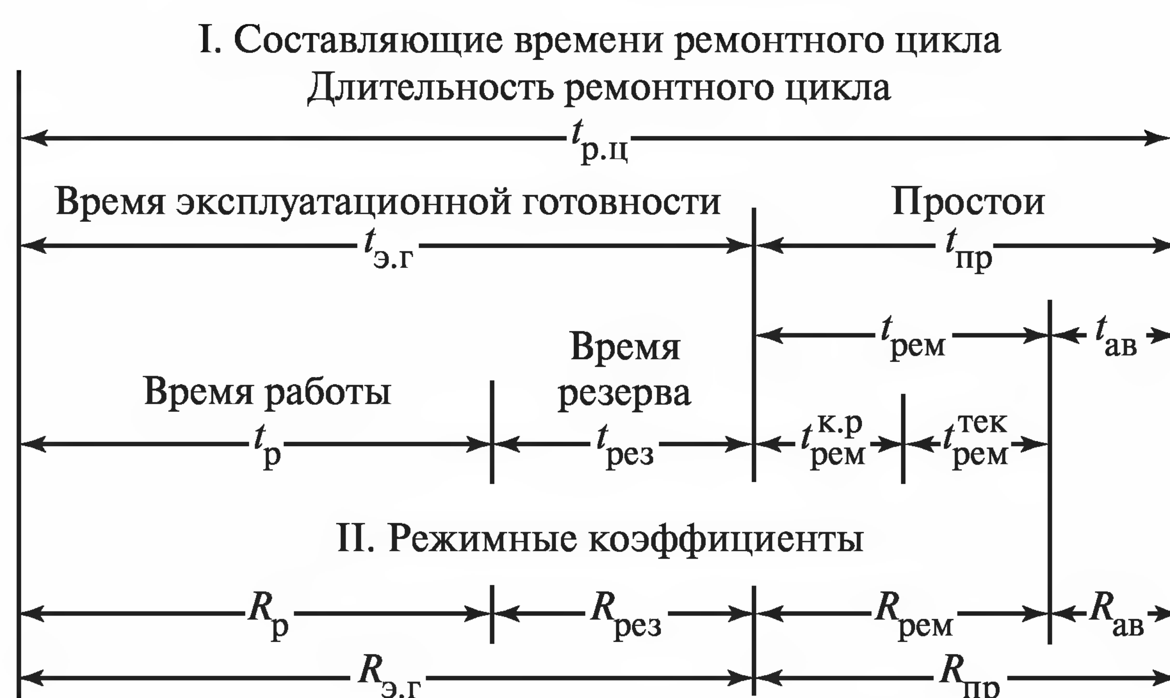


Рис. 10.1. Составляющие времени ремонтного цикла $t_{р.ц}$ и режимные коэффициенты R_i

Коэффициент эксплуатационной готовности агрегата определяется по выражению

$$R_{\text{э.г}} = \frac{t_{\text{р}} + t_{\text{рез}}}{t_{\text{р.ц}}} = \frac{t_{\text{э.г}}}{t_{\text{р.ц}}},$$

где $t_{\text{р}}$ — временя нахождения оборудования в работе; $t_{\text{рез}}$ — время нахождения оборудования в резерве; $t_{\text{р.ц}}$ — длительность ремонтного цикла; $t_{\text{э.г}}$ — время эксплуатационной готовности.

Аналогично могут быть определены коэффициенты нахождения агрегата в простоях различного вида. Сумма коэффициентов нахождения в работе $R_{\text{р}}$, резерве $R_{\text{рез}}$, ремонте $R_{\text{рем}}$ и авариях $R_{\text{ав}}$ равна единице.

Показатель ремонтной составляющей себестоимости продукции (энергии) определяется как отношение расходов на ремонт (капитальный, текущий) продукции за определенный календарный период (например, год) к количеству отпущенной энергетической продукции:

$$\bar{s}^{\text{с}}_{\text{рем}} = \frac{\sum И_{\text{рем}}}{Q_{\text{отп}}}.$$

где $\sum И_{\text{рем}}$ — расходы на ремонт (капитальный, текущий), руб; $Q_{\text{отп}}$ — количество отпущенного тепла, Гкал, кВт·ч.

Основной недостаток этого показателя состоит в том, что его уровень существенно зависит от факторов, не имеющих отношения к ремонту. Так, при неизменных затратах на ремонт, но снижении числа часов использования установленной мощности (выработки) ремонтная составляющая себестоимости продукции повысится, и наоборот. В этом показателе не отражаются режимные характеристики ремонта (готовность).

Показатель затрат на ремонт единицы установленной мощности определяется как отношение затрат на ремонт производственного объекта за определенный календарный период (обычно год) к установленной (или номинальной) мощности N:

$$\bar{s}^{N}_{\text{рем}} = \frac{\sum И_{\text{рем}}}{N_{\text{у}}},$$

где $N_{\text{у}}$ —установленная (или номинальная) мощность, МВт.

Основной недостаток этого показателя состоит в том, что в нем не получают отражения режимные (технические) показатели ремонта —

длительность простоя в ремонте, эксплуатационная готовность. Снижение удельных затрат на ремонт может быть достигнуто в ущерб обеспечиваемой ремонтом готовности энергетического оборудования к несению нагрузки. Недостатки рассматриваемого показателя особенно наглядно выявляются при отнесении его к отдельным агрегатам с длительностью ремонтного цикла, превышающей год.

Только для больших совокупностей агрегатов (в масштабе крупных энергообъединений или для энергетики в целом) показатель затрат на ремонт единицы установленной мощности отражает технические и экономические закономерности функционирования энергетики.

Показатель себестоимости реализованной продукции применяется на ремонтных предприятиях и определяется как отношение затрат предприятия к стоимости товарной продукции:

$$\overline{s}_{\text{р.п}} = \frac{\sum \text{И}_{\text{р.п}}}{\text{О}_{\text{р}}},$$

где $\sum \text{И}_{\text{р.п}}$ — затраты ремонтных предприятий; $\text{О}_{\text{р}}$ — стоимость реализованной продукции.

Этот показатель широко используется в промышленности и призван соизмерять затраты предприятия с полученным производственным результатом — готовой к отпуску продукции в денежном выражении.

Экономические показатели, учитывающие специфику ремонта. С учетом особенностей ремонта как особого вида производственной деятельности в качестве обобщающего экономического показателя может быть рекомендовано соотношение между затратами на ремонт и обеспечиваемым уровнем готовности отремонтированного оборудования к производительному использованию — несению нагрузки.

Уровень готовности может измеряться в часах нахождения агрегата в работе и эксплуатационном резерве, тогда получаются удельные затраты на час эксплуатационной готовности:

$$\overline{s}_{\text{ч.г}} = \frac{\sum_{1}^{t_{\text{р.ц}}} \text{И}_{\text{рем}}}{t_{\text{э.г}}} = \frac{\sum_{1}^{t_{\text{р.ц}}} \text{И}_{\text{рем}}}{t_{\text{рем}} - \sum t_{\text{пр}}} = \frac{\sum_{1}^{t_{\text{р.ц}}} \text{И}_{\text{рем}}}{t_{\text{р.ц}} R_{\text{э.г}}},$$

где $\sum_{1}^{t_{\text{р.ц}}} \text{И}_{\text{рем}}$ — затраты на все виды ремонта производственного объекта за рассматриваемый расчетный период t (год, ремонтный цикл),

руб.; $t_{э.г}$ — время эксплуатационной готовности объекта, т.е. сумма времени нахождения его в работе $t_{р.ц}$ и эксплуатационном резерве $t_{рез}$ за период $t_{р.ц}$; $R_{э.г}$ — коэффициент готовности за период $t_{р.ц}$; $\sum t_{пр}$ — суммарный простой агрегата за период $t_{р.ц}$.

При оценке производственного результата работы ремонтного персонала по обеспечиваемому ресурсу работы отремонтированного оборудования, т.е. в единицах потенциально возможной выработки продукции отремонтированным агрегатом при его использовании с номинальной мощностью в течение всего периода эксплуатационной готовности, получаются удельные затраты на единицу ресурса работы:

$$\bar{s}_{р.р} = \frac{\sum_{1}^{t_{р.ц}} И_{рем}}{t_{э.г} N} = \frac{\sum_{1}^{t_{р.ц}} И_{рем}}{t_{р.ц} N R_{э.г}},$$

где N — номинальная мощность отремонтированного агрегата (для котельной в целом — установленная мощность).

Для отдельных агрегатов (например, котлов) ресурс работы подсчитывается по следующей формуле, т пара:

$$D_к = D_ч \, t_{э.г},$$

где $D_ч$ — номинальная паропроизводительность котла, т/ч.

Для совокупностей однородных агрегатов котельной (с $n_к$ котлами) показатели ресурса работы, т пара, получаются суммированием:

$$\sum D_к = \sum_{1}^{n_к} D_{ч\,i} \; t_{э.г\,i} \, .$$

В зависимости от состава затрат удельные затраты характеризуют различные виды себестоимости или цену ремонтной продукции. Эти показатели могут определяться как по отчетным данным, так и по нормативам, принимаемым при разработке плана.

10.4. Планирование ремонтов

Составление ремонтного плана энергообъединения включает:

- разработку календарного графика вывода оборудования в ремонт;

- определение планового объема работ по отдельным агрегатам, цехам и электростанциям в целом;
- выявление потребности в запасных частях, материалах для ремонта и их стоимости;
- определение необходимого количества и состава рабочих по специальностям и квалификации, их распределение по ремонтным подразделениям и кооперацию труда персонала различных ремонтных подразделений;
- расчеты по определению сметной стоимости ремонта.

Разработка календарного графика вывода оборудования в ремонт предполагает тщательный анализ балансов мощности, которые могут быть использованы для обеспечения необходимого уровня эксплуатационного резерва мощности и проведения всех видов ремонта оборудования. От графика вывода основного оборудования в ремонт зависят состав работающего оборудования в энергообъединении, его изменение во времени и, следовательно, расход топлива в энергообъединении на выполнение заданных графиков электрической и тепловой нагрузки.

Продолжительность капитальных ремонтов основного оборудования тепловых электростанций весьма значительна, и проводятся они, как правило, весной и летом — в период сезонного спада электрической и тепловой нагрузки потребителей. Кратковременные текущие ремонты оборудования проводятся в дни с пониженной нагрузкой (выходные, праздничные). Однако по мере роста мощности электростанции и укрупнения единичной мощности агрегатов длительность простоя в текущем ремонте возрастает. В связи с этим для обеспечения круглогодичного проведения текущего ремонта в энергообъединениях необходим определенный ремонтный резерв мощности.

Для наглядности представим данную задачу графически (рис. 10.2). Разность ординат графика располагаемой мощности энергообъединения и годового графика месячных максимумов электрической нагрузки определяет общую резервную мощность, которой располагает энергообъединение.

Если из общей резервной мощности вычесть расчетную величину необходимого эксплуатационного резерва, получится резерв мощности для проведения ремонта. Таким образом, может быть получен годовой график ремонтного резерва, при построении которого величина резерва для каждого месяца принимается постоянной, равной ее минимальному значению в данном месяце.

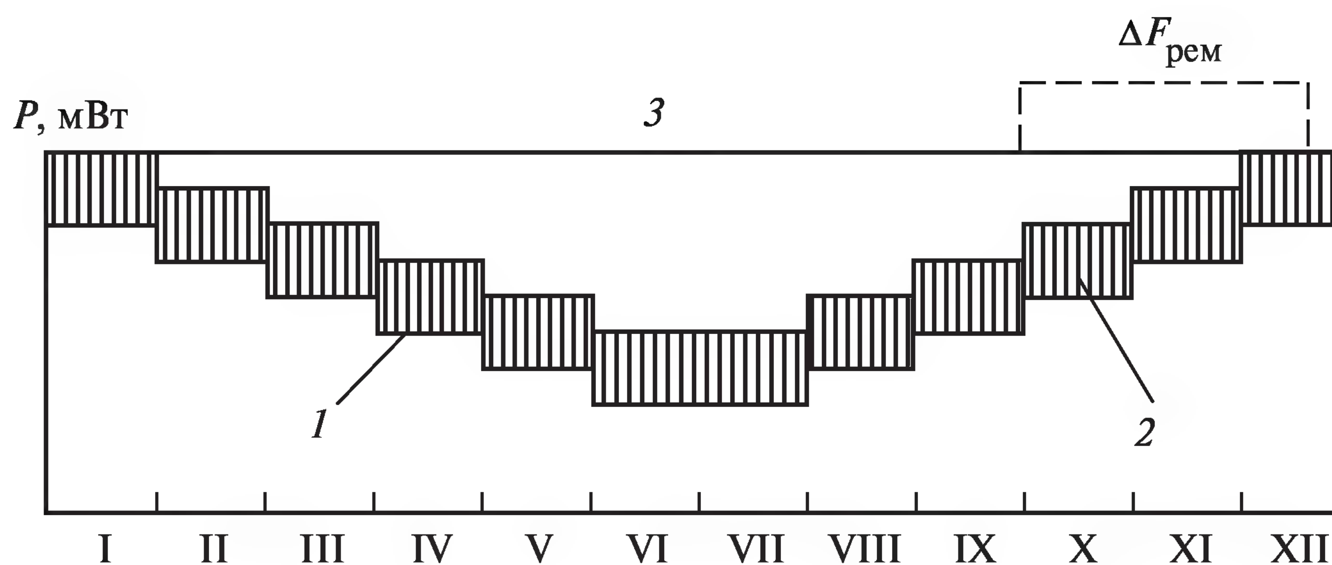


Рис. 10.2. Схема баланса ремонтной площади при наличии сезонного спада в графике нагрузки:
1 — годовой график месячных максимумов; *2* — эксплуатационная резервная мощность; *3* — располагаемая мощность

Суммируя по месяцам года произведения мощности ремонтного резерва $N_{рем}^{рез}$ на длительность её простоя в сутках $t_{рем}^{рез}$, можно подсчитать количество мегаватт-суток, которые теоретически могут быть использованы для проведения ремонта на остановленном оборудовании, т.е. определить так называемую располагаемую ремонтную площадь:

$$F_{рем}^{р} = \sum(N_{рем}^{рез} t_{рем}^{рез}),$$

где $N_{рем}^{рез}$ — мощность ремонтного резерва, МВт; $t_{рем}^{рез}$ — длительность простоя мощности ремонтного резерва, сут.

Однако, пользуясь плановыми нормами периодичности ремонтов и длительности их проведения по основному оборудованию, можно определить необходимое для ремонта количество мегаватт-суток, т. е. потребную ремонтную площадь $F_{рем}^{р}$.

Ремонт каждого агрегата представляется на графике в виде прямоугольной площадки, основание которой равно плановой длительности простоя в ремонте $t_{рем}^{п}$, а высота — номинальной мощности агрегата N.

Потребная ремонтная площадь зависит от структуры генерирующих мощностей энергообъединения: чем больше удельный вес тепловых электростанций, чем больше блочных электростанций, тем больше требуется ремонтная площадь. В тех случаях, когда располагаемая ремонтная площадь больше потребной для проведения ремонта оборудования, необходимости в специальном ремонтном резерве мощности в энергообъединении не возникает.

Уменьшение потребной ремонтной площади может быть достигнуто за счет мероприятий по сокращению длительности простоя обо-

рудования в данном ремонте и удлинению межремонтных периодов. В отдельных случаях располагаемая ремонтная площадь в данном году может быть увеличена на $\Delta F_{\text{рем}}$ за счет ускорения ввода новой мощности против сроков по условиям покрытия графика нагрузки.

При заданном (неизменном) годовом графике месячных максимумов электрической нагрузки электрообъединения и изменении длительности простоя агрегатов в ремонте меняется соотношение между располагаемой и потребной ремонтными площадями и соответственно изменяется величина эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении. При этом изменение величины эксплуатационного резерва может иметь место как в течение всего года, так и только в отдельные внутригодовые периоды времени. Соответственно этому будут различными и экономические последствия изменения длительности простоя в ремонте. В первом случае заданный график электрической нагрузки энергообъединения может быть покрыт меньшей установленной мощностью при одинаковой величине эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении. Следовательно, будет имеет место полный мощностный эффект, экономический результат которого выражается, во-первых, в экономии капитальных вложений и, во-вторых, в экономии эксплуатационных расходов на содержание резервной мощности, включая её ремонт.

Однако не всегда сокращение ремонтного простоя приводит к полному мощностному эффекту. Повышение эксплуатационного резерва мощности может достигаться только в отдельные периоды в пределах года, что не позволяет уменьшить установленную мощность. Мощностный эффект получается частичным. Он позволяет сократить возможный ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям, а также улучшить распределение нагрузки и выработки энергии между совместно работающими агрегатами в энергообъединении, обеспечивая таким образом определенную экономию топлива, так называемый топливный эффект.

При формировании календарного графика ремонта основного оборудования в энергообъединении приходится учитывать ограничения не только по суммарной мощности одновременно выводимого в ремонт оборудования, но и по располагаемым ресурсам рабочей силы и ее распределению по ремонтным подразделениям. Наряду с этим должны учитываться требования, способствующие соблюдению устойчивых надежных экономичных режимов работы. Исходя из этих соображений, стремятся выводить в ремонт приблизительно равные мощности котлов и турбинных агрегатов, для этого:

- соблюдают по возможности одинаковую периодичность капитальных ремонтов для отдельных агрегатов;
- осуществляют ремонт теплоэлектроцентралей с преобладающей отопительно-вентиляционной нагрузкой в летний период времени, а ремонт торфяных электростанций — весной;
- в энергообъединениях с мощными гидростанциями стремятся максимально использовать многоводный период для ремонта оборудования тепловых электростанций и АЭС;
- крупные наиболее экономичные КЭС выводят в ремонт в период наибольшего снижения электрической нагрузки энергосистемы в целях своевременной подготовки к прохождению осенне-зимнего максимума нагрузки и экономии топлива. В этом случае меньше перерасход топлива в энергосистеме при компенсации недовыработки выведенных в ремонт крупных агрегатов выработкой менее экономичных агрегатов.

На основе установленных сроков вывода в ремонт основного оборудования на электрических станциях планируются сроки и объемы ремонта всего оборудования (по агрегатам, цехам, предприятию в целом), при этом используются:

- записи в цеховых журналах;
- ведомости объемов работ и акты о приемке оборудования из ремонтов в предыдущие годы;
- аварийные акты;
- план противоаварийных мероприятий и др.

Электростанцией составляется титульный список объектов капитального ремонта в соответствии со средствами, выделенными на капитальный ремонт основных фондов электростанции.

10.5. Сетевые методы планирования и управления ремонтными работами на производстве

Составление оптимального годового плана ремонтов энергообъединения — сложная и трудоемкая задача. Под оптимальным следует понимать такой ремонтный план, который при принятой в энергообъединении организации ремонтного обслуживания электростанций (заданном составе и размещении ремонтных подразделений, т.е. неизменных капиталовложениях в ремонтную базу) может обеспечивать выполнение заданного графика нагрузки потребителей с надежностью не ниже нормативной и проведение планового объема ремонтных ра-

бот с минимальными затратами в энергообъединении (включая топливный и мощностный эффекты).

При составлении ремонтного плана (при том или ином распределении во времени ремонта оборудования) должны учитываться многочисленные и противоречивые требования, влияние графика ремонта на годовой баланс рабочей силы ремонтных предприятий, расход топлива и баланс мощности в энергообъединении. Эта задача может быть успешно решена на основе принятых в стране методических положений с учетом особенностей энергоремонтного производства и современных средств вычислительной техники. Проведение ремонтных работ представляет собой комплекс взаимосвязанных мероприятий.

Одним из основных методов планирования и управления ремонтными работами на производстве являются системы сетевого планирования и управления (СПУ). Они предназначены для управления деятельностью коллективов людей в целях достижения определенного конечного результата и используются в таких областях, как научные исследования, проектирование новой техники, подготовка и освоение производства новых видов изделий, материально-техническое снабжение, строительство и монтаж новых, равно как и реконструкция и ремонт действующих производственных объектов.

Их применение особенно эффективно в тех случаях, когда достижение поставленной задачи требует согласованных (координированных) во времени действий многих участников комплекса работ, охвата большого числа разнообразных работ и взаимосвязей их исполнителей, а также учета степени воздействия каждого из них на конечный результат. Эти методы основываются на использовании сетевого графика в качестве модели процесса, который планируется и затем контролируется по ходу выполнения.

Сетевая модель — это графическое изображение комплекса взаимосвязанных работ, выполняемых в определённой последовательности. График состоит из элементов — работ и событий (обозначаемых обычно стрелками и кружками).

События не имеют продолжительности во времени. Они отмечают факт окончания одной или нескольких работ, определяющий возможность начала последующих работ (например, агрегат остановлен, замена поверхностей нагрева экономайзера завершена). По роли в сетевом графике различают исходное (начальное) событие — оно отмечает условие начала разработки, ему не предшествует ни одна работа рассматриваемого комплекса (например, решение о разработке изде-

лия принято); завершающее (конечное), после которого не проводится ни одна работа, входящая в рассматриваемый комплекс, — оно отмечает факт достижения конечной цели (например, испытания опытного образца завершены); промежуточные события, фиксирующие окончание предшествующих и начало последующих работ.

Сеть, имеющая одно завершающее событие, называется одноцелевой.

По количеству входящих работ различают события простые и сложные; сложное имеет две и более входящие и (или) выходящие работы и считается свершившимся, если окончены все работы, входящие в него.

События, изображаемые кружком (иногда эллипсом, квадратом и т. п.), получают в графике номер, или шифр. Исходное событие имеет нулевой номер, а все последующие события нумеруются в возрастающем порядке по мере перехода от предшествующих событий к последующим.

Работы — это отдельные процессы (операции) комплекса, выполнение которых связано с затратами времени, труда, ресурсов (средств). Работа в сетевом графике изображается стрелкой. По характеру потребления времени и ресурсов в сетевых графиках рассматриваются три вида работ — работы как таковые, т.е. потребляющие и время, и труд, и материальные средства, затем ожидание и фиктивные работы, или зависимости.

Ожидание — это процесс, требующий по технологическим или организационным причинам только затрат времени, но не труда или материальных ресурсов. Ожидание изображается сплошной стрелкой, как и собственно работа (твердение бетона, высыхание краски и др.).

Фиктивная работа (логическая связь, зависимость) служит только для обозначения логических связей между окончанием одних работ и началом других. Зависимость изображается на графике штриховой стрелкой (рис. 10.3).

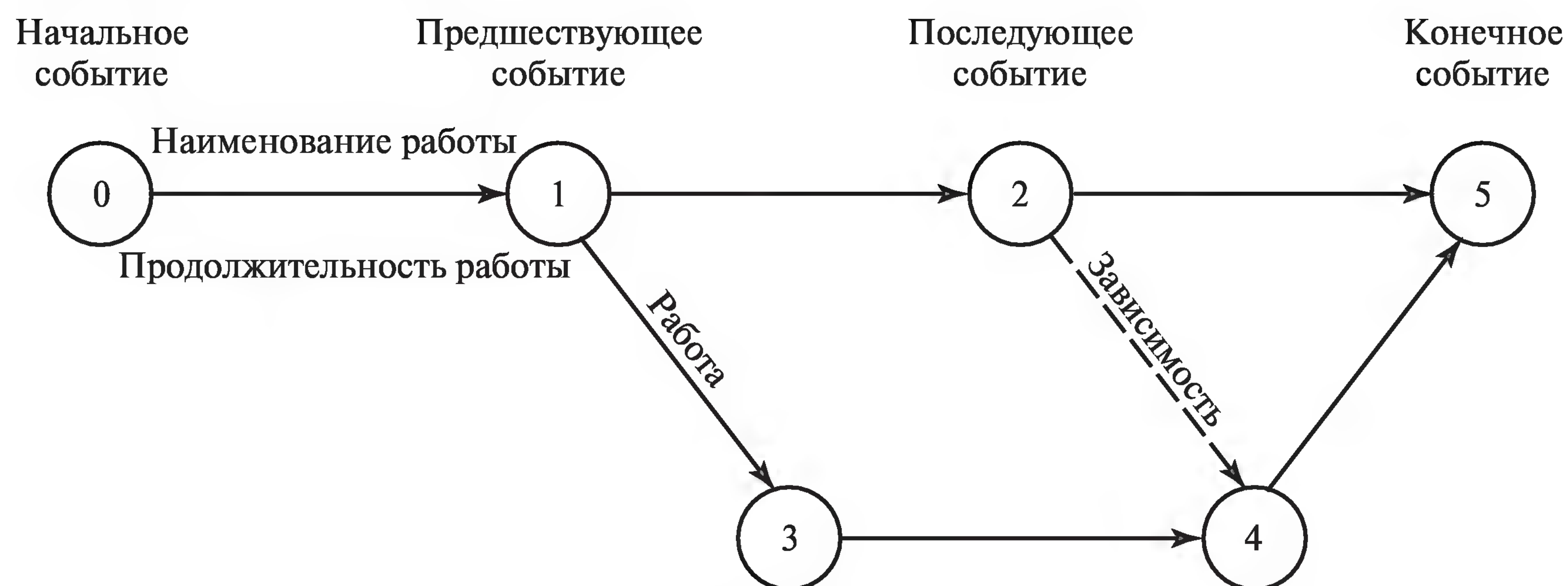


Рис. 10.3. Элементы сетевого графика

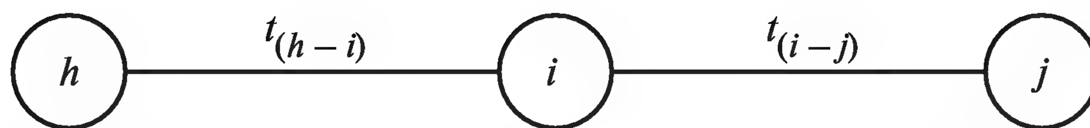


Рис. 10.4. Условные обозначения элементов на сетевом графике

Каждая работа имеет одно начальное и одно конечное событие, вследствие чего она определяется в сетевом графике однозначно, с помощью кода, образуемого из номеров событий. Код работы состоит из номера предшествующего события работы и номера последующего события. Принято обозначать рассматриваемое событие через *i*, последующие через *j*, *k*, а предшествующие — *h* (рис. 10.4). В соответствии с этим работы обозначаются *h* — *i* ; *i* — *j*; *j* — *k*, а их продолжительности — $t_{(h-i)}$; $t_{(i-j)}$; $t_{(j-h)}$.

При составлении сетевых графиков, чтобы избежать ошибок, следует соблюдать определенные правила. Например, если работы А, В, С выполняются последовательно, то на графике это изображается в виде последовательной цепочки работ и событий (рис. 10.5, *а*), если для выполнения работ В и С необходим результат одной и той же работы А, то на сетевом графике это изображается, как показано на рис. 10.5, *б*, если работе С должны предшествовать работы А и В, то на сетевом графике это изображается, как показано на рис. 10.5, *в*, в случае, когда работе В должна предшествовать только часть работы А, последняя разбивается на две работы A_1 и A_2 (рис. 10.5, *г*). Не должно быть событий (рис. 10.5, *д*), за исключением исходного, в которые не входит ни одна стрелка (событие 5), а также событий, за исключением завершающего, из которых не выходит ни одной стрелки (событие 4), не должно быть замкнутых контуров, т.е. путей, соединяющих некоторое событие с ним же самим (контур 2—3—6 на рис. 10.5, *д*).

Непрерывная последовательность взаимосвязанных работ в сетевом графике образует путь. Так как на выполнение отдельных работ требуются затраты времени, то пути в сетевом графике имеют определённую продолжительность, равную сумме продолжительностей работ, образующих данный путь. Последовательность взаимосвязанных работ от начального до конечного события называется полным путем. Полный путь наибольшей продолжительности называется критическим и обозначается $L_{кр}$. Продолжительность критического пути обозначается $t_{кр}$ (на графике принято выделять критический путь жирной линией). Критический путь определяет общую продолжительность выполнения комплекса работ или наиболее ранний возможный срок его выполнения. Пути, по продолжительности мало отличающиеся от критического, называются подкритическими. Все остальные полные пути сетевого графика называются ненапряженными.

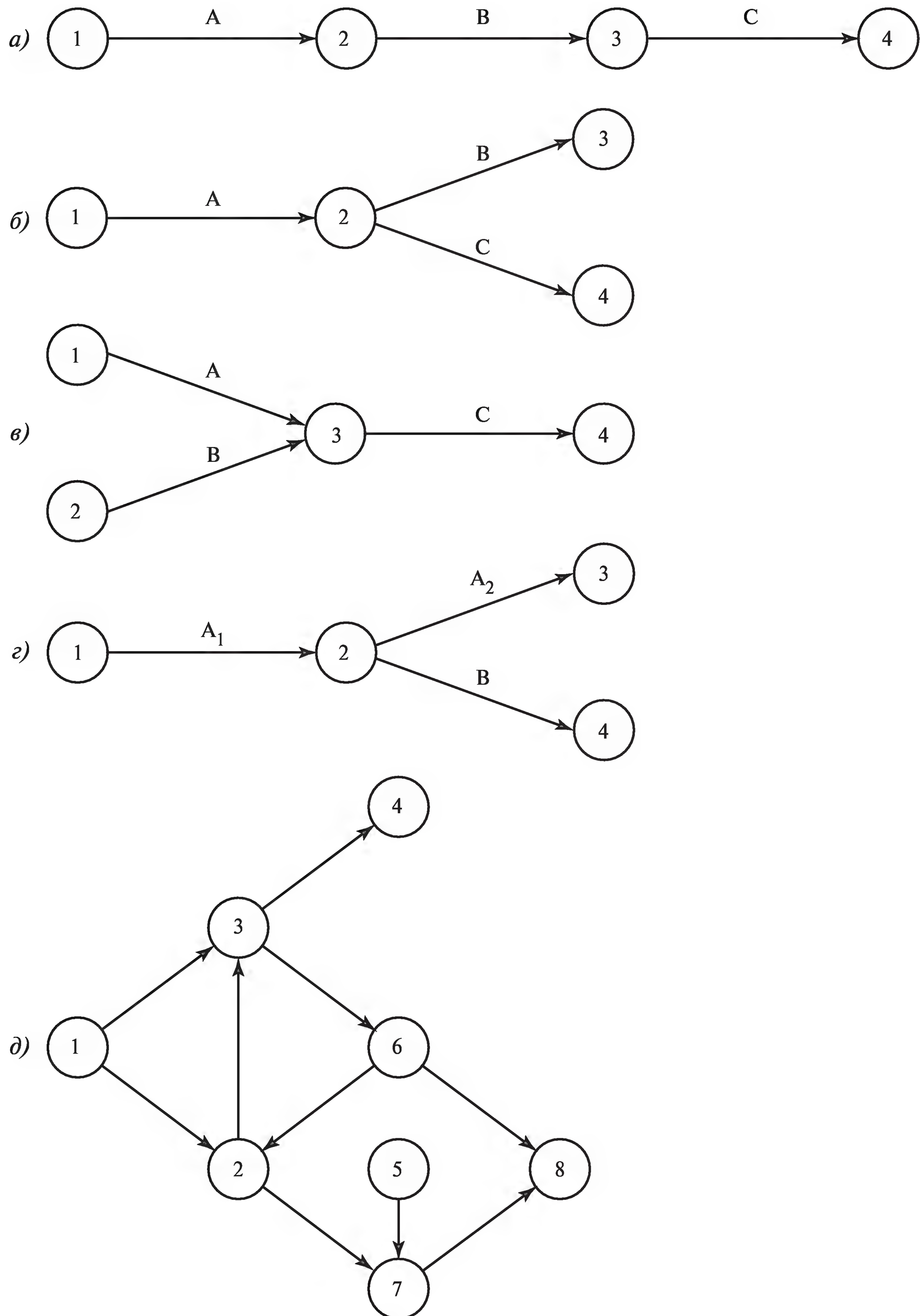


Рис. 10.5. Правила составления сетевого графика

Все пути, кроме критического, имеют определенные резервы времени. В связи с этим появляется возможность передать часть ресурсов с работ, лежащих на ненапряженных путях, на работы критического пути, сократив таким образом его продолжительность и ускорив окончание рассматриваемого комплекса работ. Разность между продолжительностью критического пути $t_{кр}$ и продолжительностью t_L полного пути L называется резервом времени полного пути L и обозначается через R_L:

$$R_L = t_{кр} — t_L.$$

Степень напряженности того или иного полного пути в сетевом графике характеризует коэффициент напряженности:

$$k_{н\,(L)} = (t_L — t_{кр\,(L)})/(t_{кр} — t_{кр\,(L)}),$$

где t_L — продолжительность исследуемого пути, для которого определяется степень напряженности; $t_{кр\,(L)}$ — продолжительность критических работ, по которым частично проходит рассматриваемый путь; $t_{кр}$ — продолжительность критического пути.

Так как $t_L < t_{кр}$, то $k_{н\,(L)} <1$, и, чем больше $k_{н\,(L)}$, тем большего внимания требуют работы, лежащие на этом пути.

Сетевые графики выполняются без масштаба. Оценка продолжительности работы t проставляется над стрелкой в принятых единицах времени (час, смена и т.п.).

В зависимости от характера комплекса работ (проектирование сложного объекта, ремонт агрегата и т.п.) используемые в сетевом графике оценки времени могут быть детерминированными (определенными, нормативными) или вероятностными; в первом случае сетевая модель называется детерминированной, во втором — стохастической (изображающей вероятностные процессы).

При наличии нормативной базы оценка времени t, сут, определяется, исходя из объема работы, нормы времени на единицу работы, количества исполнителей (рабочих) в смену и числа рабочих смен (в сутки) по формуле

$$t = F\,(1+Р)/(n_р\, m\, f\, n_н),$$

где F — трудоемкость данной работы в днях; Р — доля дополнительных работ, предполагаемых к выполнению данной группой работников попутно с работой, вошедшей в сетевой график; $n_р$ — количество работников, участвующих в данной работе; m — количество часов в рабочем дне; f — коэффициент перевода рабочих дней в календарные с учетом отпусков работников ($f = 0{,}66$); $n_н$ — коэффициент выполнения норм (1,1…1,3).

В стохастических сетях вероятностная оценка времени принимается методом усреднения на основе экспертных оценок специалистов, обладающих достаточным опытом выполнения соответствующих работ. При этом по каждой данной операции в качестве исходных принимаются следующие три значения: оптимистическое, т.е. минимально возможная продолжительность выполнения данной операции $t_{\min}$ (при самых благоприятных условиях); наиболее вероятное, т.е. такое, которое было бы дано, если бы требовалось только одно значение $t_{\text{в}}$; пессимистическое, т.е. максимально возможная продолжительность выполнения работы $t_{\max}$ (при самых неблагоприятных условиях). По этим трем значениям определяется статистическое среднее значение — ожидаемое время $t_{\text{о}}$, которое является средней (ожидаемой) продолжительностью выполнения данной операции в случае ее многократного повторения:

$$t_{\text{о}} = (t_{\min} + 4t_{\text{в}} + t_{\max})/6,$$

где $t_{\min}$, $t_{\text{в}}$, $t_{\max}$, — оптимистическая, наиболее вероятная и пессимистическая оценки времени. Очевидно, что чем шире отстоят друг от друга предельные, т.е. оптимистическая и пессимистическая оценки (чем больше размах распределения), тем больше неопределенность, связанная с оценкой времени по данной операции, вызываемая недостаточностью опыта (исходной информации).

Для определения ожидаемого продолжения времени выполнения работы применяется также и другой вариант расчета, основанный на использовании двух вероятностных оценок: максимальной $t_{\max}$ и минимальной $t_{\min}$:

$$t_{\text{о}} = (3t_{\min} + 2t_{\max})/5.$$

В детерминированных сетях, составляемых для комплексов работ, имеющих нормативную базу, неопределенность в оценке времени устранена. Время выполнения работы определяется ее трудоемкостью и количеством исполнителей. Например, для составления сетевого графика ремонта агрегата используются данные по объему работ, технологии их проведения, нормы продолжительности выполнения отдельных операций, сроки останова агрегата на ремонт и сдачи его в эксплуатацию после ремонта, сведения о ресурсах рабочей силы. На основании данных составляется таблица работ и ресурсов, называемая карточкой-определителем работ, в которой указываются продолжительность работ, нормативная продолжительность, трудоемкость, количество работающих.

Содержание работ и событий зависит от принятой детализации комплекса по операциям. Составление перечня работ является одним из наиболее ответственных этапов в сетевом планировании. По этим данным составляется исходный сетевой график. После его построения события шифруются таким образом, чтобы для каждой работы конечное событие имело номер больший, чем начальное.

После определения оценок времени по каждой работе производится расчет сети. Каждая работа обычно требует затрат времени, труда, материалов, денежных средств. Поэтому сетевой график должен отражать сроки выполнения отдельных работ и всего комплекса, необходимые ресурсы рабочей силы и возможности маневрирования ею, затраты средств и др.

Расчет сети по времени заключается в определении следующих данных: ожидаемого срока окончания всего комплекса работ (т.е. нахождения величины критического пути), наиболее ранних возможных и наиболее поздних допустимых сроков начала и окончания работ, резервов времени. Этот расчет позволяет выявить работы критической зоны (критического и подкритических путей) и сосредоточить на них внимание.

Для расчета на графике каждый кружок, изображающий событие, делится на четыре сектора. В верхнем секторе проставляется номер данного события i, в левом и правом — соответственно ранний $t_i^{\text{р}}$ и поздний $t_i^{\text{п}}$ сроки свершения данного события, а в нижнем секторе резерв события $R_{\text{с}}$ (рис. 10.6).

Расчет сети начинается с определения ранних возможных сроков свершения событий $t_i^{\text{р}}$. При этом срок свершения начального события принимается за нуль ($t_0^{\text{р}} = 0$). Сроки свершения последующих событий рассчитываются после определения раннего срока свершения предшествующих событий $t_h^{\text{р}}$ путем прибавления продолжительности соответствующих работ.

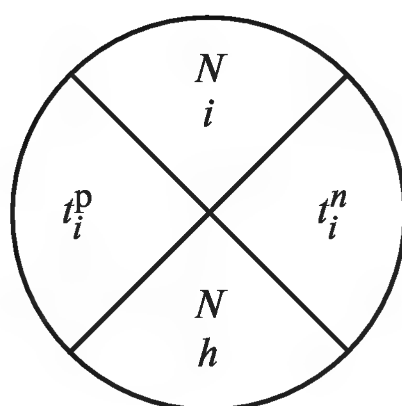


Рис. 10.6. Система записи номеров и параметров времени событий

К сложным событиям ведут несколько путей (рис. 10.7). Ранний срок свершения такого события определяется самым продолжительным из них, т. е.

$$t_i^{р} = \max\,[t_h^{р} + t_{h-i}],$$

где $t_i^{р}$ — ранний срок свершения событий i; $t_h^{р}$ — ранний срок свершения предшествующего события h; t_{h-i} — продолжительность работы $(h - i)$.

На сетевом графике, изображенном на рис. 10.7, сложным является, например, событие 2. Ему предшествуют события нулевое и событие 1. Ранний срок свершения нулевого события $t_0^{р} = 0$, а ранний срок свершения события 1

$$t_i^{р} = t_0^{р} + t_{1-2} = 0 + 4 = 4.$$

Ранний срок свершения сложного события 2

$$t_2^{р} = \max\,[(t_1^{р} + t_{1-2}); (t_0^{р} + t_{0-2})] = \max\,[(4 + 1); (0 + 1)] = \max\,[5; 2] = 5.$$

Соответственно этому в нижнем секторе кружка, обозначающего событие 2, указано событие 1, от которого велся отсчет и было получено значение $t_2^{р} = 5$ (оно записано в левом секторе кружка события 2.

Аналогично подсчитываются ранние сроки свершения всех остальных событий.

В результате такого расчета определяется ранний возможный срок свершения конечного события, т.е. тем самым определяется продолжительность критического пути $t_{кр}$, которая характеризует наиболее

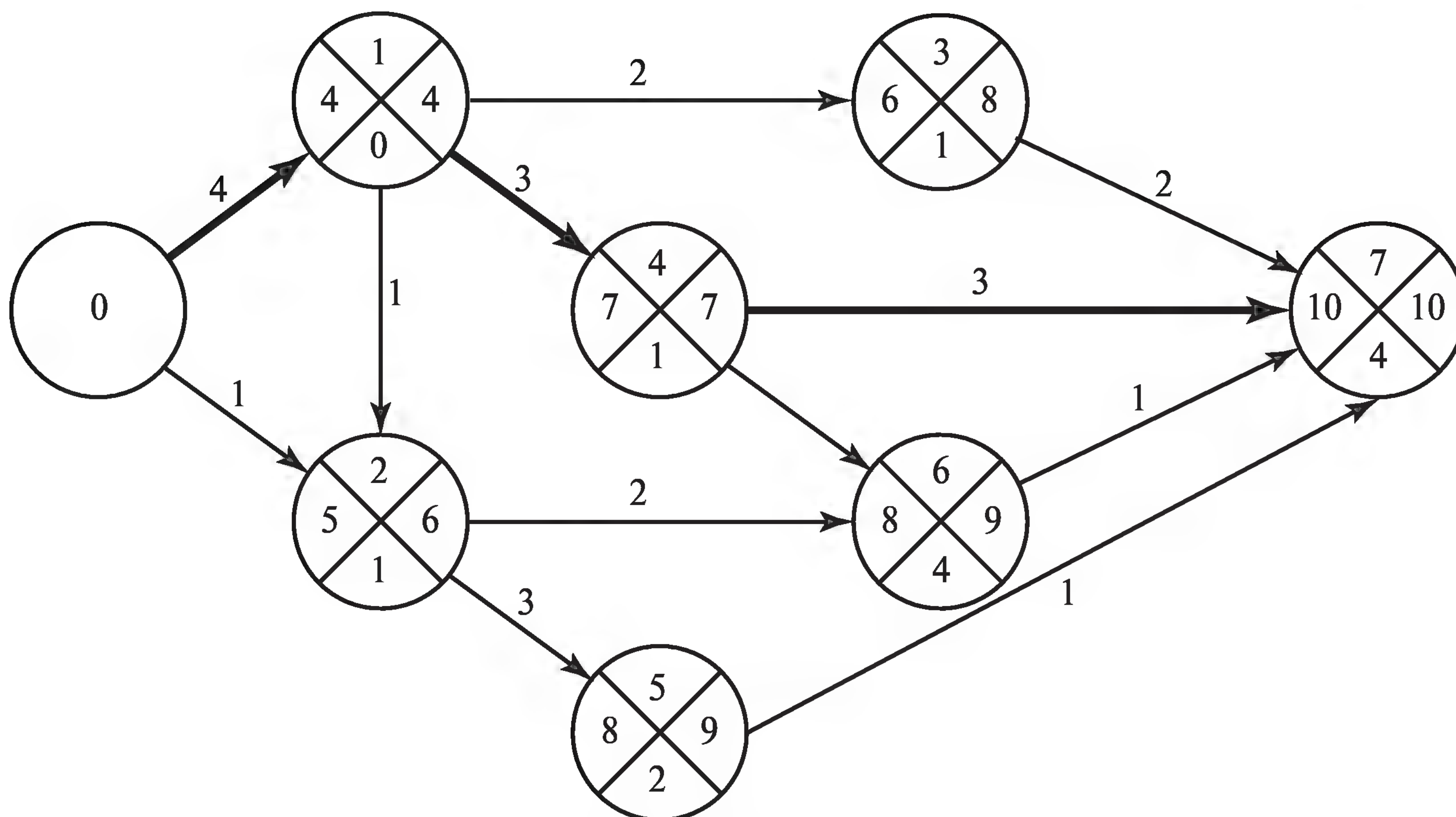


Рис. 10.7. Пример расчета сетевого графика

ранний возможный срок окончания комплекса работ по данному графику. На рис. 10.7 критический путь обозначен жирной линией. Поскольку критическим является полный путь максимальной продолжительности, его обозначают (после расчета ранних сроков свершения событий), следуя указаниям в нижних секторах, от завершающего события к исходному.

Другим параметром времени сетевого графика являются наиболее поздние допустимые сроки свершения событий $t_i^{\text{п}}$, при которых весь комплекс работ по данному графику может быть завершен за время $t_{\text{кр}}$.

Сетевые графики, для которых продолжительность критического пути равна директивной (заданной) длительности $t_{\text{д}}$ выполнения всего комплекса работ, называются приведенными. В неприведенных графиках $t_{\text{кр}} < t_{\text{д}}$ или $t_{\text{кр}} > t_{\text{д}}$. Если $t_{\text{кр}} < t_{\text{д}}$, то критический путь имеет резерв времени. Если $t_{\text{кр}} > t_{\text{д}}$, то график подлежит переработке («сжатию»), так как планирование выполнения комплекса работ в срок, превышающий директивный, недопустимо.

В приведенных графиках $t_{\text{кр}} = t_{\text{д}}$ время $t_{\text{кр}}$ является наиболее ранним и вместе с тем наиболее поздним сроком окончания всего комплекса работ по данному графику. Поэтому поздние сроки в отличие от ранних рассчитываются справа налево от завершающего события, срок свершения которого $t_{\text{кр}}$ уже определен.

Для событий критического пути поздние сроки совпадают с ранними сроками их свершения, они не имеют резерва времени событий. События же, лежащие на некритических путях, могут свершаться в поздние сроки $t_i^{\text{п}} > t_i^{\text{р}}$, т.е. некритические события имеют резерв времени события. Они могут свершиться в пределах отрезка времени $t_i^{\text{п}} - t_i^{\text{р}}$ (при этом конечный срок выполнения всего комплекса работ остается неизменным, а в зависимости от срока свершения события в указанных пределах последующие работы будут выполняться более или менее напряженно.

Поздний срок свершения события

$$t_i^{\text{п}} = \min\,[t_j^{\text{п}} - t_{i-j}],$$

где $t_j^{\text{п}}$ — поздний срок свершения последующего события j; t_{i-j} — продолжительность работы $(i-j)$.

Для сетевого графика на рис. 10.7 имеем:

$$t_6^{\text{п}} = [t_{\text{кр}} - t_{6-7}] = 10 - 1 = 9;$$

$$t_5^{\text{п}} = [t_{\text{кр}}^{\,i} - t_{5-7}] = 10 - 1 = 9.$$

Для сложного события 2

$$t_2^{п} = \min[(t_5^{п} - t_{2-5}); (t_6^{п} - t_{2-6})] = \min[(9-3); (9-2)] = \min[6; 7] = 6.$$

Определившиеся значения $t_j^{п}$ записываются в правых секторах кружков, обозначающих события. Для каждого события разность $\Delta t = t_j^{п} - t_i^{р}$ характеризует резерв времени события; для критических событий $\Delta t = 0$.

Далее могут быть определены параметры работ — сроки начала и окончания и резервы времени (табл. 10.1).

Поскольку каждое событие является моментом окончания всех предшествующих работ и открывает возможность начать последующие работы, то очевидно, что ранний срок свершения данного события является одновременно и наиболее ранним возможным сроком начала (так называемым ранним началом) $t_{i-j}^{р\,н}$ всех работ, выходящих из этого события, т. е.

$$t_{i-j}^{р\,н} = t_i^{р}.$$

Следовательно, наиболее ранний срок окончания любой работы

$$t_{i-j}^{р\,о} = t_{i-j}^{р\,н} + t_{i-j} = t_i^{р} + t_{i-j}.$$

Таблица 10.1

Расчет сетевого графика рис. 10.7

Код работы $i-j$	Продолжительность работы $i-j$	$t_{i-j}^{р\,н}$	$t_{i-j}^{р\,о}$	$t_{i-j}^{п\,н}$	$t_{i-j}^{п\,о}$	R_{i-j}	r_{i-j}
0—1	4	0	4	0	4	0	0
0—2	1	0	1	5	6	5	4
1—2	1	4	5	5	6	1	0
1—3	2	4	6	6	8	2	0
1—4	3	4	7	4	7	0	0
2—5	3	5	8	6	9	1	0
2—6	2	5	7	7	9	2	1
3—7	2	6	8	8	10	2	2
4—6	1	7	8	8	9	1	0
4—7	3	7	10	7	10	0	0
5—7	1	8	9	9	10	1	1
6—7	1	8	9	9	10	1	1

Аналогично поздний срок свершения события $t_j^{п}$ является наиболее поздним допустимым сроком окончания (так называемым поздним окончанием) $t_{h-i}^{по}$ всех работ, входящих в него, т. е.

$$t_{h-i}^{по} = t_i^{п}$$

и для данной работы $(i-j)$

$$t_{i-j}^{по} = t_j^{п}.$$

Наиболее позднее начало любой работы

$$t_{i-j}^{пн} = t_{i-j}^{по} + t_{i-j} = t_i^{п} + t_{i-j}.$$

Таким образом, на сетевом графике при четырехсекторном методе расчета всегда указаны раннее начало и позднее окончание всех работ.

В сетевом планировании различают полный R_{i-j} и частный r_{i-j} резервы времени работ. Полный резерв времени работы — это разность между поздним и ранним сроками начала (или окончания) работы. Это тот запас времени, который может быть использован на данной работе (путем перенесения срока начала или увеличения продолжительности работы) без ущерба для конечного срока всего комплекса, но при использовании которого последующие работы выполняются в свои поздние допустимые сроки, т.е. лишаются резерва времени.

Частный резерв времени работы r_{i-j}, называемый иногда свободным сдвигом, возникает в случае сложных событий, т.е. когда срок свершения события определяется окончанием самого продолжительного из путей. Работы, входящие в то же событие, но лежащие на менее продолжительных путях, оканчиваются раньше, чем свершается их конечное событие. Вследствие этого их окончание не влияет на начало последующих работ. Такие работы могут быть сдвинуты во времени к моменту начала последующих работ, и эта передвижка никак не отразится на сроках выполнения последних. Величина возможного сдвига будет представлять собой частный резерв времени работы. При этом последующие работы могут выполняться в свои наиболее ранние сроки и не лишаются резерва времени.

После расчета исходного сетевого графика начинается очень важный этап его улучшения (оптимизации) и приведения параметров в соответствие с заданными условиями и ограничениями (по срокам выполнения комплекса работ, ресурсам). Если критический путь превышает заданную (директивную) продолжительность комплекса работ, изыскивают возможности его сокращения. Этого можно достигнуть следующими путями: заменой последовательного выполнения работ параллельным (там, где это возможно по условиям технологии);

перераспределением ресурсов между работами (передача рабочей силы, материалов, механизмов с работ ненапряженных путей на работы критической зоны с использованием дополнительных ресурсов и соответствующим сокращением времени на выполнение работ).

Укрупненная исходная сетевая модель капитального ремонта парового котла представлена на рис. 10.8, а оптимизированная во времени сетевая модель капитального ремонта парового котла — на рис. 10.9.

Для оптимизации сети по трудовым ресурсам строится линейная (ленточная) диаграмма, на которой работы в масштабе времени изображаются отрезками прямых, параллельных оси абсцисс. Начало каждого отрезка должно совпадать с ранним началом соответствующей работы (по расчету). Указываются коды работы (в начале и конце отрезка) и число исполнителей (над ним). Наносятся работы, лежащие на критическом пути, и другие работы в соответствии с технологической последовательностью их выполнения.

Далее строится график движения рабочей силы — эпюра ресурсов. Сравнивается по календарным периодам число исполнителей по графику и имеющееся в наличии. При необходимости производят сдвиг вправо тех работ, которые имеют наибольший резерв времени (в первую очередь тех, которые имеют меньший коэффициент напряженности). Таким образом, сдвигом работ в пределах резервов времени достигаются желаемое выравнивание графика движения рабочей силы и оптимизация использования трудовых ресурсов.

По сетевому графику строятся линейный график и график движения рабочей силы (рис. 10.10). Они позволяют анализировать сетевую модель с точки зрения равномерности использования рабочей силы и ее соответствия имеющейся численности работающих. Такие графики широко используются, например, для оптимального планирования ремонтного обслуживания электростанций.

Оптимизация сетевого графика по времени предполагает одновременное перераспределение необходимых средств, т.е. одновременно с изменением оценок времени могут быть изменены и выделяемые на эту работу ресурсы. Поэтому при оценке эффективности путей улучшения составленного плана работ необходимо дополнительно к оценкам сроков учитывать влияние фактора стоимости. Для этих целей пользуются методом «время — затраты», графически представленным на рис. 10.11, на котором для каждой работы указываются минимально возможные затраты денежных средств $З_м$ при выполнении работы за нормальное время $T_н$ и минимально возможное время выполнения работы $T_м$ при повышенных затратах средств $З_п$.

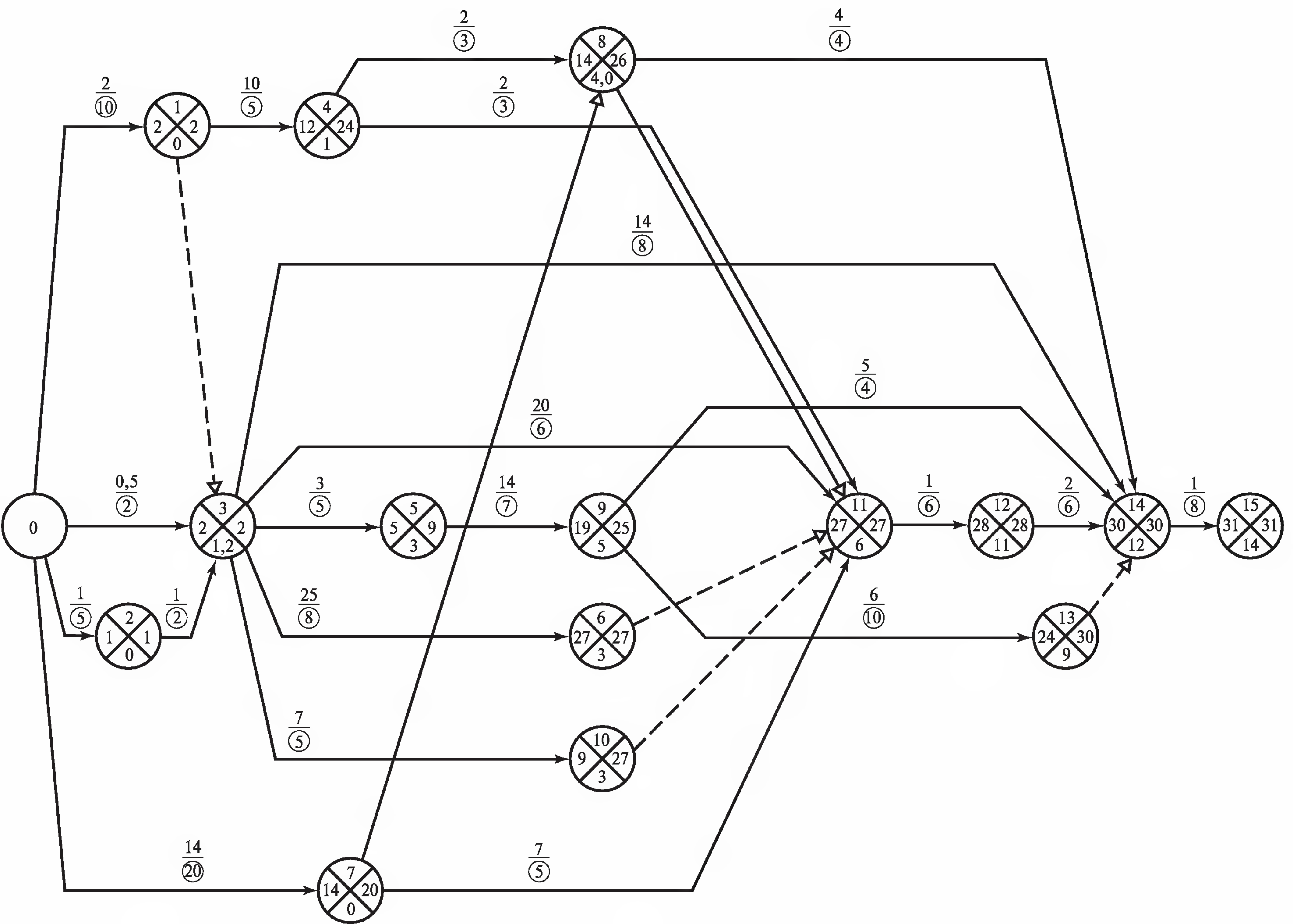


Рис. 10.8. Принципиальный укрупненный исходный сетевой график капитального ремонта парового котла

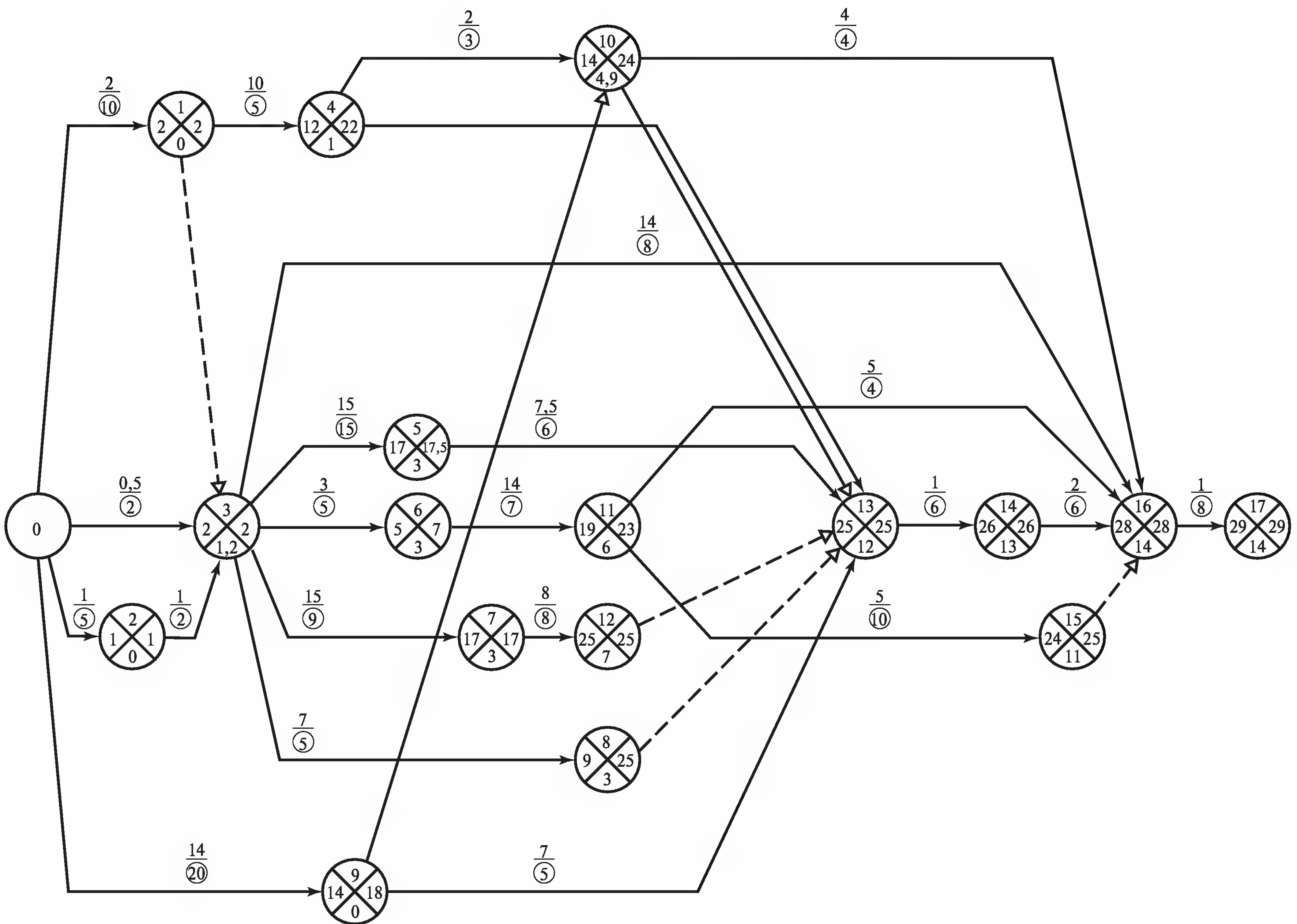


Рис. 10.9. Сетевой график рис. 10.8, оптимизированный по времени

Ленточный график (упрощенный)

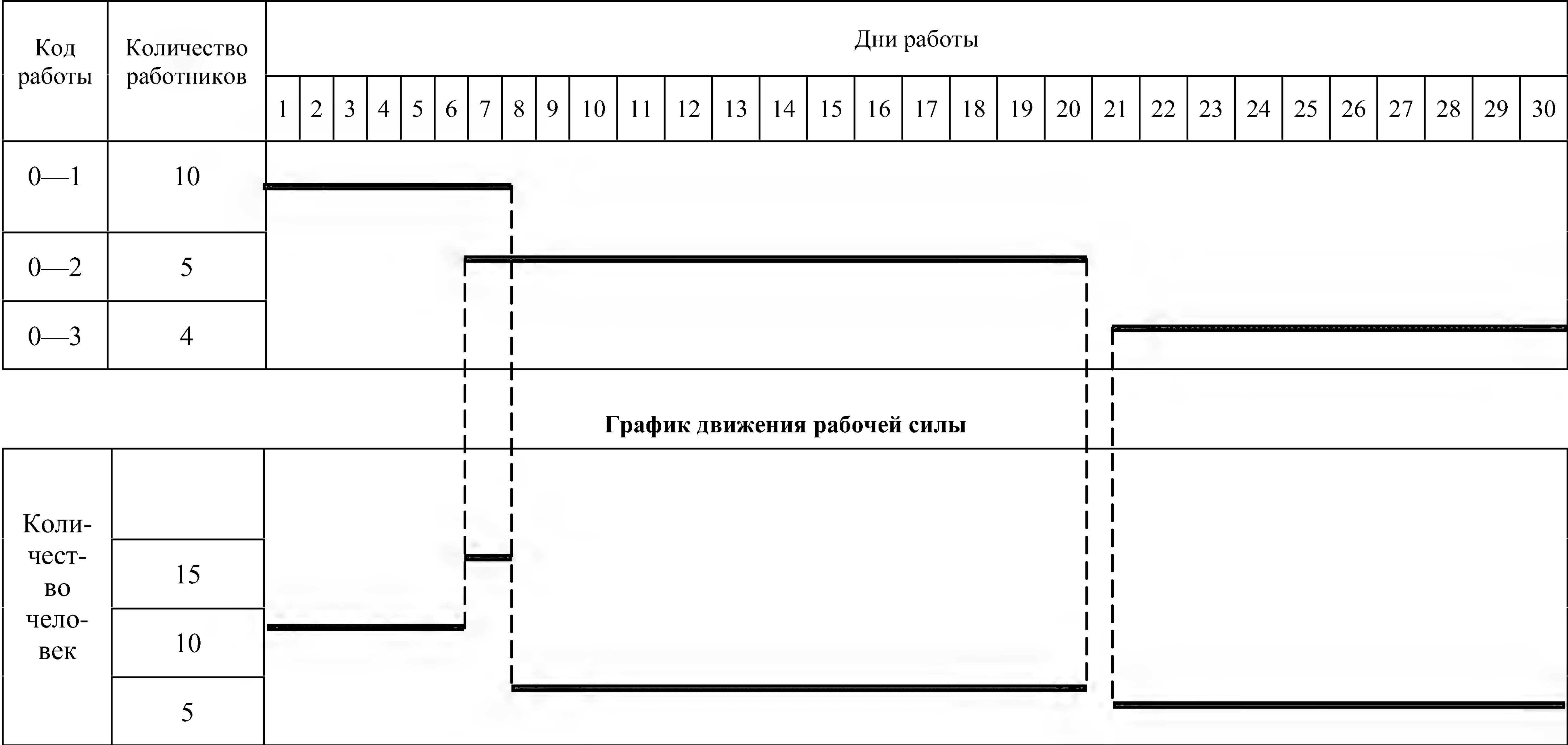


Рис. 10.10. Ленточный график (упрощенный) и схема графика движения рабочей силы

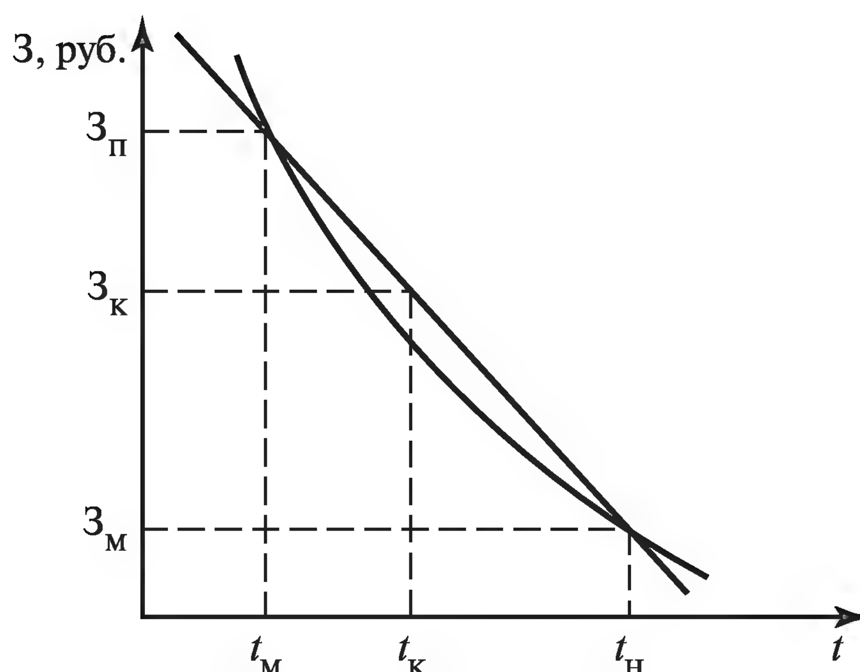


Рис. 10.11. График «время—затраты»

С помощью аппроксимирующей прямой, соединяющей указанные характерные точки метода «время — затраты», можно определять приближенную величину дополнительных затрат $\Delta З$, необходимых для выполнения работы за более короткое время $T_к$ по сравнению с временем $T_н$, руб.:

$$\Delta З = [(З_п - З_м)\ (T_н - T_к)]/(\ T_н - T_м).$$

При этом коэффициент возрастания затрат на единицу времени, руб/ед. времени, составляет

$$з = (З_п - З_м)/\ (\ T_н - T_м).$$

Подсчитывая для каждого варианта (этапа) улучшения сетевого графика параметры времени и стоимости выполнения всего комплекса работ, можно получить зависимость между ними и использовать ее для принятия решения.

Взаимосвязь между временем и стоимостью имеет определенные границы. Нельзя, например, увеличивая продолжительность работы, добиться снижения затрат до нуля, и наоборот. Оптимизация проводится в пределах нормальных и предельных сроков и затрат методом последовательного приближения, в первую очередь путем сокращения продолжительности критических работ, имеющих наименьший коэффициент возрастания затрат. Задача заключается в достижении минимума затрат на выполнение комплекса работ в заданное время.

Сетевыми графиками пользуются для оперативного управления выполнением работ. В определенные моменты времени отмечается состояние работ и сопоставляется продолжительность путей по невыполненным работам с остающимся временем на выполнение всего комплекса. На основе анализа этих данных при необходимости принимаются меры к ликвидации отставания.

В зависимости от масштаба комплекса работ различают системы СПУ большими разработками (с числом событий в сети более 10 тыс.), средними (от 1,5 до 10 тыс. событий) и малыми (до 1,5 тыс. событий). При небольшом числе событий с успехом могут применяться простейшие модели типа ленточных или цикловых графиков.

В системах СПУ реализуется системный подход к решению вопросов управления, так как деятельность всех коллективов исполнителей рассматривается во взаимосвязи. Эти коллективы (независимо от ведомственной принадлежности) рассматриваются как звенья единой организационной системы, планирование параметров сети и оценка результатов производятся исходя из их роли в достижении конечной цели всего комплекса операций.

Системы СПУ можно классифицировать по следующим признакам: важности и объему разработки; числу сетей, отображающих разработку; объему сетевой модели; количеству целей сетевой модели; контролируемым параметрам; ресурсным ограничениям (рис. 10.12). По количеству сетей, описывающих объект управления, различают односетевую модель и многосетевую; во втором случае совокупность работ описывается несколькими отдельными сетями, в которых взаимно увязаны сроки выполнения и другие показатели работ, принадлежащих разным сетям. По числу конечных целей различают модели одноцелевые и многоцелевые (в последнем случае сеть завершается несколькими событиями соответственно получаемым конечным результатам).



Рис. 10.12. Классификация систем СПУ

Наиболее разработанной и широко применяемой можно считать систему СПУ, с помощью которой производится оптимизация комплекса работ по времени достижения одной конечной цели.

Сетевые графики являются активным средством планирования и управления производством, так как объем выходной информации, получаемой в результате расчета сетевого графика, значительно превышает объем исходной информации.

Вопросы для повторения

1. Какими средствами устраняются различные виды износа?

2. Что представляет собой система планово-предупредительных ремонтов в энергетике? Какова ее цель?

3. Что включает в себя текущий ремонт, расширенный текущий ремонт и капитальный ремонт?

4. В чем разница понятий: ремонтный цикл и межремонтный период?

5. Как определить степень готовности электростанции к работе?

6. Перечислите основные принципы организации планово-предупредительного ремонта.

7. Какие способы ремонтного обслуживания используют при проведении ППР? Перечислите преимущества и недостатки каждого способа.

8. Назовите основные технико-экономические показатели, применяемые при ремонте энергооборудования.

9. Что включает в себя ремонтный план энергообъединения?

10. Дайте характеристику основных составляющих ремонтного плана.

11. В чем состоит предназначение систем сетевого планирования и управления?

12. Дайте понятие пути в сетевом графике. Как определить его продолжительность?

13. Как определяется время выполнения работы в стохастических и детерминированных сетях?

14. Что такое полный и частичный резервы времени работ?

15. Каким образои производится построение ленточной диаграммы?

16. Какая существует классификация систем сетевого планирования и управления?

Глава 11

ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИКОЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

11.1. Энергетическое хозяйство промышленного предприятия

Промышленная энергетика не представляет собой единое целое. Их составные части включены в состав промышленных и других предприятий и называются *энергетическим хозяйством (энергохозяйством) предприятий.*

Энергохозяйство любого предприятия — это совокупность энергетических установок и вспомогательных устройств, предназначенных для обеспечения данного предприятия энергией различных видов. В этом определении два понятия нуждаются в разъяснении и уточнении: *энергетическая установка (энергоустановка)* и *энергия различных видов.*

Энергоустановка — это комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления (энергии).

Для большей точности определений целесообразно разграничить понятия:

- *собственно энергетическая установка* — установка, в которой производится, передается, преобразуется, распределяется энергия любого вида. Отличительной особенностью такой установки являются *потребление* и одновременно *производство ею энергетической продукции.* Например, энергетический котел потребляет химическую энергию топлива и производит тепловую энергию; электрический трансформатор потребляет электроэнергию и выдает (производит) также электроэнергию, только с другим напряжением и т.п.;

- *энергоиспользующая установка* — установка, в которой потребляется энергия любого вида *для производства неэнергетической продукции.* Это многочисленные и разнообразные технологические установки — промышленные печи и котлы, сушилки и нагреватели, механические агрегаты и т.п. Они называются еще *установками конечного использования энергии,* а энергия, используемая в них, *конечной энергией.*

Следует отметить еще одну, чрезвычайно важную особенность всех энергоиспользующих технологических установок: они состоят из двух частей — *энергетической (энергоприемника) и технологической (технологического аппарата).*

Энергоприемник технологической установки — это энергетическая часть технологической установки, в которую поступает энергия извне, где при необходимости подведенная энергия преобразуется в другой вид энергии или изменяются ее параметры и откуда она передается для использования в технологическом аппарате.

В топливопотребляющих технологических установках (печах, нагревателях, котлах, реакторах и т.п.) энергоприемником являются топка, горелка, где химическая энергия топлива превращается в тепловую, термическую энергию. В теплопотребляющих процессах (варочные котлы, выпарные установки, сушилки и др.) энергоприемниками служат теплообменники, при этом тепловая энергия может менять параметры и вид теплоносителя (паром или горячей водой нагреваются холодная вода, растворы, воздух и т.п.). В электропотребляющих процессах и установках электроэнергия преобразуется либо в механическую (электродвигатели), либо в тепловую (электротермия), либо в химическую (гальваника, электролиз) энергию.

Технологический аппарат — это часть технологической энергоиспользующей установки, в которой происходит энергетическое воздействие на обрабатываемый материал и производится неэнергетическая продукция.

В топливопотребляющих процессах технологический аппарат совмещен с энергоприемником (домна, мартеновская печь, конвертор, обжиговые печи и т.п.). Однако бывают установки, где конструктивно энергоприемник и технологический аппарат разделены, например в котлах при наличии выносных топок. В теплопотребляющих установках имеются свои энергоприемники (змеевик, паровая рубашка и т.п.), совмещение происходит при прямом поступлении теплоносителя в аппарат (барботаж), где в большинстве случаев теплоноситель выполняет роль рабочего тела. В электромеханических процессах всегда имеется рабочий механизм — технологический аппарат, в электротермии — нагревательный или плавильный котел, даже если нагревательный элемент (электронагреватель) конструктивно не разделен с аппаратом.

На предприятиях различают *систему энергоснабжения,* соответствующую понятию «общезаводское энергохозяйство», и *систему энергоиспользования* — совокупность технологических и вспомога-

тельных установок конечного использования энергии. Эти системы включают *элементы энергетики промышленного предприятия,* имеющие каждый свои особенности и выполняющие свою особую роль в отдельных процессах производства и в энергетике в целом.

Система энергоснабжения состоит из следующих элементов:

- заводские *источники энергии* — топливные склады, газгольдеры, мазутохранилища, электростанции, котельные, машинокомпрессорные, холодильные, воздухоразделительные и другие станции, водозаборы и т.п.;
- заводские *энергетические коммуникации* — системы топливоподачи, газо- и мазутопроводы, электрические и тепловые сети, воздуховоды и трубопроводы сжатых газов, холодопроводы, водоводы и водопроводы и др.;
- заводские *преобразователи энергии* — газораспределительные станции, электрические трансформаторы и коммутационная аппаратура, промежуточные теплообменники (бойлеры — пароводяные и водо-водяные), редукционно-охладительные установки (РОУ), установки осушки и дросселирования сжатого воздуха и газов и т.п.;
- сама *первичная энергия,* подводимая к установкам конечного использования, как непременный элемент промышленной энергетики и предмет особого внимания энергетиков.

Система энергоиспользования включает:

- *энергоприемники технологических установок* — топки, горелки, электродвигатели, электронагреватели, теплообменники технологических установок — змеевики, паровые рубашки, барбатеры, системы охлаждения, в том числе низкотемпературные (криогенные) и т.п., пневмоприемники и приемники сжатых газов и др.;
- *устройства передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат* — технологические дымо- и газоходы, валы, редукторы и маховики, трубопроводы с горячими технологическими жидкостями и т.п.;
- *технологические аппараты* — технологические печи, котлы, реакторы, механизмы и т.п.;
- *обрабатываемый материал,* которому в процессе обработки сообщается некоторый энергетический потенциал.

Необходимо отметить одну очень важную особенность — при принятии какого-либо технического решения на производстве рассматривается большое количество вариантов, которые определяются широкими возможностями комбинирования, взаимозаменяемостью

установок и видов энергетической продукции. По степени комбинирования можно различать:

- раздельные энергетические установки, производящие по одному виду продукции:
- комбинированные энергетические установки, производящие по несколько видов энергетической продукции;
- комбинированные энерготехнологические установки, производящие энергетическую и технологическую продукцию.

Взаимозаменяемость энергетических установок определяется возможностями получения одинаковой продукции от различных установок. Взаимозаменяемость видов энергетической продукции определяется возможностью использования различных взаимозаменяемых энергоносителей в конкретной промышленной установке. Кроме того, возможны дополнительные варианты, отличающиеся конструктивными решениями, количеством и параметрами оборудования и др.

Также необходимо учесть, что энергетические объекты, независимо от форм собственности, входят в энергосистему и обязаны работать по диспетчерскому графику, определяемому в результате оптимизации режимов работы энергетической системы в целом. Поэтому ввод каждого нового объекта в энергетическую систему или изменение технико-экономических показателей существующего и, как следствие, изменение режима его использования окажут влияние (положительное или отрицательное) на режим работы прочих энергетических объектов, что должно быть учтено в условиях рынка в расчетах экономической эффективности.

Энергетическое хозяйство предприятия управляется специальной *энергослужбой.* Энергохозяйство предприятий является, с одной стороны, заключительным звеном топливно-энергетического комплекса и обладает многими качествами и спецификой энергетики, а с другой — входит в состав соответствующего предприятия на правах его подразделения — вспомогательного производства. Такая двойственность находит выражение в формулировке приведенной целевой функции промышленной энергетики, а также во многих специфических чертах экономики энергохозяйства.

Функции управления энергетикой предприятия следующие.

1. *Организация,* подразделяемая на подфункции:
   организация структуры;
   организация взаимоотношений;
   организация информации.

2. *Учет,* традиционно имеющий разновидности:

оперативный;

статистический (текущий);

бухгалтерский.

3. *Анализ* в зависимости от времени его проведения:

ретроспективный;

оперативный;

текущий;

перспективных планов.

4. *Нормирование:*

текущее;

перспективное.

5. *Планирование:*

оперативное;

текущее;

перспективное (включая долгосрочное планирование и прогнозирование).

6. *Контроль и регулирование:*

оперативное;

текущее.

Эти функции осуществляются в определенных *областях деятельности,* среди которых специфичными для энергетики предприятия являются:

потребление энергии;

использование энергии;

эксплуатация энергетического и энергоиспользующего оборудования;

режимы энергоснабжения и работы энергооборудования;

надежность энергоснабжения и работы энергооборудования;

внутрипроизводственный (внутри предприятия) энергонадзор.

Неспецифическими областями деятельности, относящимися ко всему предприятию, однако имеющими энергетические особенности, в энергохозяйстве являются:

ремонтное обслуживание энергетического и энергоиспользующего оборудования (энергоприемников технологических установок);

материально-техническое снабжение энергохозяйства и всей энергетики предприятия;

труд и кадры энергетиков;

экономическая работа в энергохозяйстве;

развитие производства и его энергетического обеспечения;

другие неспецифичные области деятельности: подготовка производства, реализация и сбыт продукции и пр.

На пересечении функций управления и областей деятельности находятся комплексы задач управления. Матрица управления энергетикой предприятия приведена в табл. 11.1. Для упрощения здесь не даны *подфункции* управления (в таблице нет, например, организации структуры, взаимоотношений, информации, видов учета — оперативного, статистического и бухгалтерского и т.п.).

Таблица 11.1

Таблица-матрица функций и областей управления энергетикой предприятия

Область деятельности	Функции управления					
	Организация	Учет	Анализ	Нормирование	Планирование	Контроль и регулирование
Потребление энергии						
Использование энергии						
Эксплуатация энергооборудования						
Режимы работы энергооборудования						
Надежность энергоснабжения и оборудования						
Внутризаводской энергонадзор						
Ремонтное обслуживание энергооборудования						
Материально-техническое снабжение						
Труд и кадры энергетиков на предприятии						
Экономическая работа в энергослужбе						
Развитие производства и энергетики						
Другие области деятельности						

Матрица представляет собой поле деятельности энергетиков на промышленном предприятии, руководствуясь ею, можно рассмотреть порядок экономической работы и управления в энергохозяйстве любого предприятия любой отрасли национальной экономики на примере наиболее крупной из них — промышленности.

11.2. Анализ использования энергии в производственных процессах

На пути от природного ресурса до промышленного потребителя энергия любого вида проходит цепь передаточных устройств, трансформаций и преобразований. Эта «энергетическая цепочка» на всех стадиях имеет энергетические потери — от долей до десятков процентов.

Наибольшие потери в энергетическом потоке возникают при производстве электроэнергии и при ее потреблении в производственных установках. Поэтому целесообразно более пристально рассмотреть возможность снижения энергетических потерь на стадии конечного использования энергии — на промышленном предприятии.

Одним из наиболее действенных способов выявления энергетических потерь в технологических установках является *анализ энергоиспользования* в производственных процессах. По его результатам выявляются обоснованные нормы расхода энергии и, самое главное, становится возможным определение конкретных путей энергосбережения.

Оценка эффективности и целесообразности энергозатрат в производственных процессах основывается на показателях энергоиспользования — *коэффициенте полезного действия* установок (КПД) и *коэффициенте полезного использования* энергии в них (КПИ), а также на удельных расходах энергии, относимых к единице продукции (полупродукта), на передел, операцию и т.п. Коэффициенты полезного действия определяются в основном для производственных машин (аппаратов, агрегатов) и представляют собой отношение полезной энергии ко всей энергии, поступившей в машину (аппарат, агрегат). Коэффициент полезного действия также является отношением полезной энергии к затраченной. Однако под затраченной здесь подразумевается либо энергия, поступившая в установку (в этом случае КПИ и КПД совпадают), либо энергия, поступившая на производственный участок, в цех, на предприятие, или даже энергия первичного (природного) энергоресурса.

Для разграничения этих показателей условимся под КПИ понимать отношение полезной энергии к энергии, поданной в энергоиспользующую установку, состоящую из энергетической (энергоприемника) и технологической (технологического аппарата) частей, а под КПД — отношение полезной энергии, затраченной на обработку материала, к энергии, поступившей в технологический аппарат.

Во всех случаях вычисление КПД и КПИ основано на определении полезного расхода энергии, который в теории и практике исчисляется в зависимости от характера энергоиспользующего процесса:

- для силовых (механических) процессов — по мощности (энергии) на валу двигателя;
- для процессов нагрева и охлаждения (высоко-, средне- и низкотемпературных и холодильных, в термических процессах) — по количеству энергии, сообщенному обработанному материалу;
- для электрохимических и электрофизических (а также термохимических и термофизических) — по количеству энергии, теоретически необходимому для проведения процесса;
- для освещения — по световому потоку осветительных аппаратов;
- для отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, а также управляющих процессов — по энергии, подведенной к соответствующей установке.

Такое разночтение при определении полезной энергии приводит к несопоставимости КПД и КПИ разных процессов. Поэтому для пояснения таких понятий, как полезная энергия, КПД и КПИ, существуют следующие определения.

Теоретический расход (безусловно полезный) — энергия, сообщенная обработанному материалу и направленная на достижение главной цели производственного процесса. Отношение этого расхода к энергии, поступившей в технологический аппарат, включая имеющие место внутренние выделения энергии, есть КПД технологического аппарата. Отношение этого расхода к энергии, поданной в технологическую установку (в ее энергоприемник), включая внутренние выделения энергии в аппарате, есть КПИ технологической установки; для практических целей здесь общий приход энергии принимается по суммарному расходу, где учитываются внутренние выделения энергии.

Условно-полезный расход — расчетное количество энергии, поданной в технологический аппарат (в том числе на валу приводящего двигателя). В условно-полезный расход включаются все потери в технологическом аппарате (по их расчетному уровню), а в силовых (механических) процессах — и потери в передаточном устройстве.

Для увязки теоретического и условно-полезного расходов энергии вводится понятие *сопутствующий расход* энергии в технологическом аппарате, т.е. разность между условно-полезным и теоретическим расходами. Он направлен на компенсацию потерь в технологическом аппарате, которые неизбежно сопутствуют производственному процессу, например нагрев самого аппарата, компенсация теплообмена с окружающей средой и др.

Необходимость введения этого понятия вызвана тем, что, во-первых, требуется количественно различать теоретический и условно-полезный расходы; во-вторых, потери в технологическом аппарате находятся вне компетенции энергетиков и часто настолько внутренне присущи технологии, что являются, скорее, не потерями, а «собственными нуждами» аппарата (нагрев транспортирующих устройств, тары и других сопутствующих материалов), и, в-третьих, в ряде процессов сопутствующий расход энергии является единственно оправданным, хотя и компенсирует потери в аппарате, например выдержка материала при постоянной температуре (в автоклавах), все процессы отопления и вентиляции производственных и других помещений.

Уровень сопутствующего расхода энергии диктуется экономическими, технологическими и санитарно-техническими условиями. Так, толщина изоляции аппаратов имеет свой экономический предел, за которым суммарные потери теплоты не снижаются, а увеличиваются вследствие увеличения поверхности теплоотдачи (экономическое условие). Потери на нагрев сопутствующего материала, например раствора, содержащего полезный компонент, могли бы быть меньше при повышении его концентрации, но это невозможно по технологическим условиям. При работе с вредными веществами устраивается интенсивная вытяжка, что увеличивает тепловые потери за счет повышения объема двигающегося воздуха, особенно над открытыми поверхностями, например гальванических ванн, что необходимо по санитарным условиям, а иногда и по технике безопасности.

Нормативные потери в энергоприемнике технологической установки — расчетные потери, связанные с передачей и (или) трансформацией энергии в энергоприемнике (двигателе, топке, теплообменнике и др.), с подготовкой этой энергии для поступления в технологический аппарат.

Если суммировать условно-полезный (расчетный) расход энергии и нормативные потери, то получим *норматив расхода энергии* в технологической установке, т.е. расчетный минимум энергозатрат при работе в идеальных условиях — при полном соблюдении технологи-

ческих и энергетических регламентов, идеальном техническом состоянии оборудования, изоляции, герметичности, оптимальной загрузке как технологического аппарата, так и энергоприемника.

Однако в реальных условиях на протяжении длительного времени соблюдение нормативного расхода энергии в установке практически невозможно, поскольку:

во-первых, возникают дополнительные, не учитываемые нормативом энергозатраты на пуск, работу на холостом ходу и при горячих простоях;

во-вторых, оборудование, изнашиваясь, снижает первоначальные энергетические характеристики, которые далеко не всегда восстанавливаются даже после капитального ремонта;

в-третьих, часто имеет место неполная загрузка технологического аппарата и почти всегда энергоприемника (особенно электродвигателей), что существенно снижает КПД по сравнению с расчетным (паспортным), нормативным;

в-четвертых, в реальных производственных условиях всегда наблюдаются отклонения от регламентов по качеству материалов, температурам, времени обработки, причем это приводит к увеличению энергозатрат.

Тогда каждая составляющая общего расхода энергии превышает свой расчетный уровень: теоретический расход, т.е. энергия, сообщенная материалу при обработке, увеличивается за счет его худшего качества, перегревов, брака продукции (полупродукта); отдельные составляющие сопутствующего расхода увеличиваются по тем же причинам, а также из-за худшего по сравнению с расчетным состояния оборудования, изоляции и т.п.; потери в энергоприемнике также увеличиваются против нормативных за счет недогрузки, худшего состояния оборудования, отклонений в режимах работы и др. Выявить каждое из этих превышений постатейно очень сложно, часто практически невозможно, да и нецелесообразно. Достаточно сопоставить фактический и нормативный расходы энергии всей установкой.

Разница между фактическими затратами энергии и расчетным и нормативным расходом, возникающая вследствие эксплуатационных и режимных отклонений от регламентированного хода производства, представляет собой *эксплуатационные и режимные потери* энергии в технологической установке. Их в большинстве случаев можно разделить на потери в энергоприемнике и технологическом аппарате.

Выявление эксплуатационных и режимных потерь в процессах и установках — первоочередная задача, поскольку их снижение не тре-

бует дополнительных затрат, достаточно добиться жесткого соблюдения регламентов производства и энергетической дисциплины, иногда — внедрения простейшей автоматики, например ограничителей холостого хода. Однако полная ликвидация этих потерь практически невозможна, так как для этого требуются идеальные условия производства и состояния оборудования, а также отсутствие пусков, холостых ходов и горячих простоев и т.п.

По данным наблюдений и исследований эксплуатационные и режимные потери составляют 20—30 % суммарного (фактического) расхода энергии в технологических процессах. При соблюдении регламентов и энергетической дисциплины их величина может быть снижена примерно в три раза, а допустимый уровень не должен превышать 7—10 от расхода. Поэтому часть эксплуатационных и режимных потерь неизбежна и должна включаться в технологическую норму энергозатрат.

Оценка энергоиспользования дается в результате анализа энергозатрат на процесс, установку или любой энергопотребляющий объект. Такой анализ позволяет не только рассчитать КПД и КПИ, но и дифференцированно определить направления энергопотребления по статьям энергозатрат, выявить наибольшие потери и затраты. При этом, вычислив нормативы энергозатрат, можно обосновать реальную норму энергопотребления, отличающуюся от норматива на величину допустимых эксплуатационных и режимных потерь.

Анализ может проводиться экспериментальным, расчетным (расчетно-аналитическим) или опытно-расчетным способом. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки.

Экспериментальный способ требует проведения замеров и испытаний технологического и энергетического оборудования, причем оборудование необходимо временно выводить из работы, что затруднительно в условиях производства, особенно для непрерывных технологий.

Расчетный способ требует хорошего знания технологии, четкой методики анализа для каждого процесса или технологической установки. Проведение аналитических расчетов очень трудоемко и требует выявления большого количества исходных данных. Для облегчения расчетов необходимо применение вычислительной техники, а для получения недостающих данных — проведение испытаний и замеров.

Опытно-расчетный способ (комбинированный) обладает достоинствами того и другого, а их недостатки в значительной мере сглаживает. Вопрос лишь в том, что будет преобладать при исследованиях — измерения и испытания или расчеты. Этот способ наиболее применим.

Таблица 11.2

Форма аналитического энергобаланса технологической энергоиспользующей (топливо- или теплоиспользующей) установки (процесса)

Статья энергозатрат	Расход			
	часовой, Гкал/ч	%	годовой, Гкал/ч	%
Баланс энергоприемника				
Приход энергии в установку				
Расход:				
передано в аппарат				
нормативные потери в энергоприемнике				
эксплуатационные и режимные потери				
Баланс технологического аппарата				
Приход энергии в аппарат, всего				
В том числе из энергоприемника				
С внутренними выделениями энергии				
Расход:				
теоретический расход		КПИ		КПИ
сопутствующий расход, всего				
В том числе:				
нагрев сопутствующего материала				
испарение сопутствующего материала				
унос с теплоносителем				
отдача в окружающую среду				
условно-полезный расход		КЭИ		КЭИ
эксплуатационные и режимные потери				
Итого расход в аппарате				
ВСЕГО эксплуатационных и режимных потерь				
ВСЕГО расход в установке		100	100	

При составлении балансов рассчитываются все статьи энергозатрат: теоретический, сопутствующий, условно-полезный расходы, нормативные потери в энергоприемнике (потери передачи и трансформации энергии), внутренние выделения энергии в аппарате, приход энергии в установку, количество энергии, переданной из энергоприемника в технологический аппарат, эксплуатационные и режимные потери в энергоприемнике, в технологическом аппарате и суммарные. Эта структура энергозатрат представлена на рис. 11.1, форма проведения анализа показана в табл. 11.2. Иногда, если энергоприемник и технологический аппарат конструктивно не разделены, два энергобаланса сливаются в один.

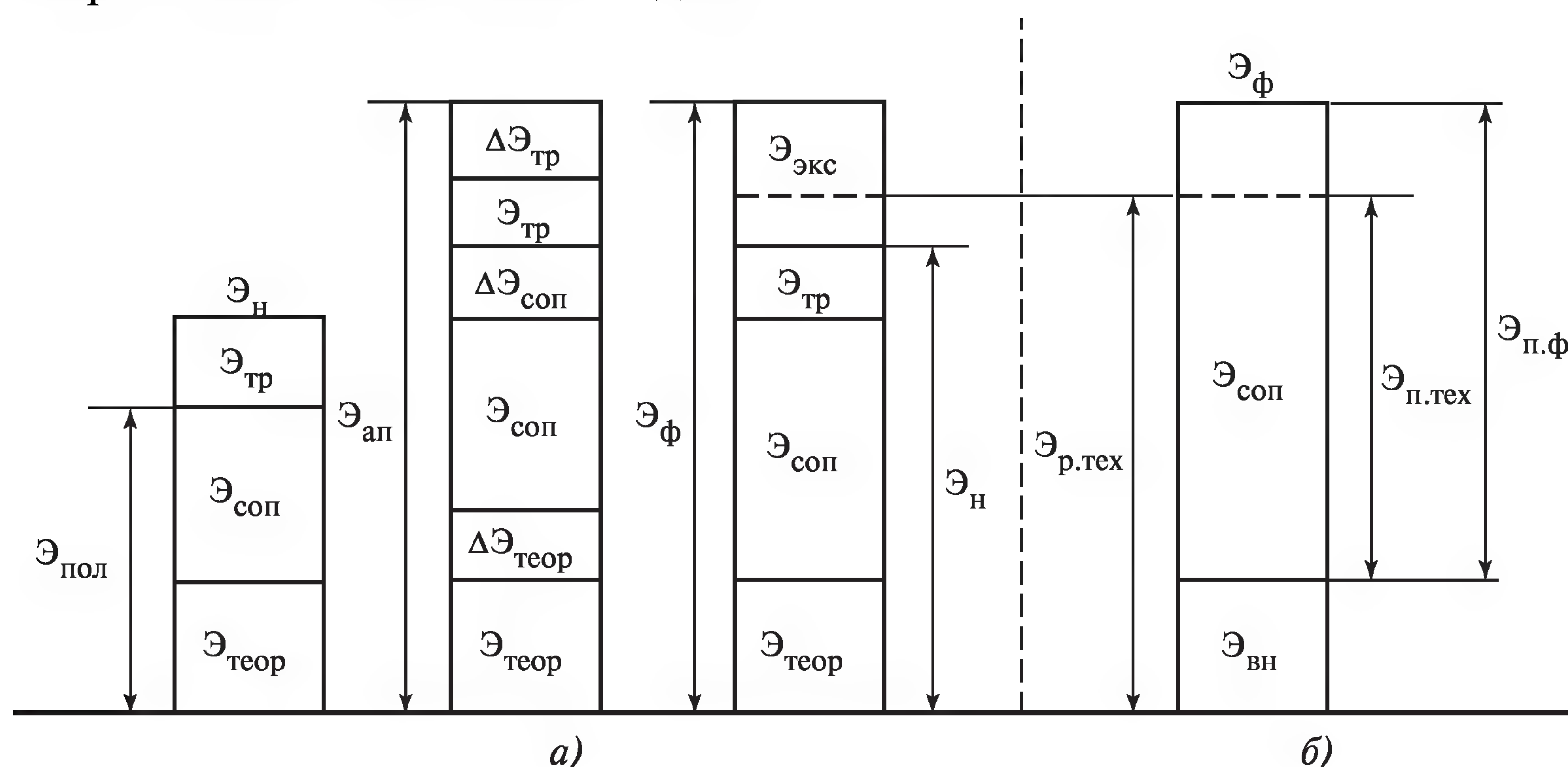


Рис. 11.1. Структура энергозатрат в технологической установке (процессе):

а — структура энергозатрат в расходной части энергобаланса (до штриховой линии); *б* — структура приходной части баланса; $Э_{теор}$ — теоретический (безусловно полезный) расход энергии; $Э_{соп}$ — сопутствующий расход энергии (потери в технологическом аппарате); $Э_{тр}$ — потери передачи и трансформации энергии — нормативные потери в энергоприемнике технологической установки; $Э_{пол}$ — условно-полезный расход энергии (количество энергии, переданной из энергоприемника в технологический аппарат в нормативном режиме); $Э_н$ — нормативный расход энергии в технологической установке; $\Delta Э_{теор}$, $\Delta Э_{соп}$, $\Delta Э_{тр}$ —эксплуатационные и режимные превышения расхода энергии над нормативными значениями теоретического, сопутствующего расходов, потерь передачи и трансформации энергии в фактическом режиме; $Э_{экс}$ — эксплуатационные и режимные потери энергии в технологической установке; $Э_ф$ — фактический расход энергии в технологической установке; $Э_{ап}$ — количество энергии, переданной из энергоприемника в технологический аппарат в фактическом режиме; $Э_{п.ф}$ — фактический приход энергии в технологическую установку извне; $Э_{п.тех}$ —технологическая норма прихода энергии; $Э_{р.тех}$ — технологическая норма расхода энергии в технологической установке; $Э_{вн}$ — внутренние выделения энергии в технологическом аппарате

Расчет теоретического расхода энергии в термических, электро- и термохимических и физических, а также в механических процессах, связанных с перемещением материалов (подъемниках, транспортерах, насосах), ведется по известным физическим формулам и не вызывает затруднений. Для механических процессов, где происходит деформация материала (механообработка, дробление, перемешивание и т.п.), рассчитать теоретически необходимые затраты очень сложно, практически невозможно, поэтому они определяются как разница между величинами мощности, потребляемой установкой под нагрузкой и на холостом ходу.

Анализ энергоиспользования в механических процессах несколько отличается по составу энергозатрат от анализа термических процессов. При исследовании энергозатрат в механических процессах анализу подвергается система «рабочий механизм — передаточное устройство (редуктор) — двигатель».

При анализе в механических процессах возникает возможность разделения сверхнормативных превышений расходов энергии и потерь, а именно эксплуатационных и режимных потерь, по характеру их возникновения, т.е. из-за износа или ухудшенного состояния оборудования, из-за эксплуатационных факторов — эксплуатационных потерь и из-за отклонений или нарушений в режимах работы — режимных потерь. Причем эксплуатационные отклонения практически нельзя устранить, их можно только снизить (примерно в 3 раза). А режимные потери можно ликвидировать полностью, если не допускать отклонений от заданного порядка работы, хотя бы с применением простейшей автоматики — реле времени, ограничителей холостого хода и т.п.

Структура энергозатрат показывается в процентах отдельных статей к общему расходу. При этом процент теоретического расхода есть коэффициент полезного использования (КПИ) энергии. Для условно-полезного расхода вводится коэффициент эффективного использования (КЭИ). Сумма КЭИ и процента нормативных потерь в энергоприемнике — это коэффициент норматива энергозатрат (КНЭ).

Таким образом, используя приведенную систему показателей энергоиспользования в технологических установках и процессах, можно судить о рациональности использования энергии с помощью КПИ, КЭИ и КНЭ. Если в понятие нормативные потери в энергоприемнике (точнее — потери передачи и трансформации энергии) войдут потери в цеховых и заводских сетях, то КПИ и КЭИ покажут рацио-

нальность использования энергии в цехе и на предприятии. Любой из этих коэффициентов, включая КНЭ, представляет собой разность между единицей и суммарной долей потерь энергии (Σp_i):

$$\eta = 1 - \Sigma p_i.$$

Для вычисления КНЭ берутся суммарные эксплуатационные и режимные потери в технологической установке:

$$\Sigma p_i = Э_{экс}.$$

При расчете КЭИ, кроме того, вычитается также процент нормативных потерь в энергоприемнике:

$$\Sigma p_i = Э_{экс} + Э_{тр} \text{ (в долях единицы)},$$

а для КПИ — еще и процент сопутствующего расхода ($Э_{соп}$):

$$\Sigma p_i = Э_{экс} + Э_{тр} + Э_{соп} \text{ (в долях единицы)}.$$

Каждый из этих показателей может быть рассчитан для фактического и нормативного режимов. При этом для фактического режима принимается полная (фактическая) величина эксплуатационных и режимных потерь $Э_{экс}$, а после нормализации — примерно одна треть их фактической величины. И в зависимости от того, какие потери учитываются, может быть вычислена технологическая норма энергозатрат $Э_{тех}$, ед. энергии/ед. пр.:

$$Э_{тех} = \frac{Э_{теор} (\text{или } Э_{нол}, \text{ или } Э_{н})}{1 - \Sigma p_i}.$$

Для практических расчетов при анализе энергоиспользования в термических и механических процессах разработаны машинные программы для персональных компьютеров. Эти программы, работающие в диалоговом режиме, позволяют заполнять таблицы по формам табл. 11.1 и 11.2, по специальной команде нормализовать эти энергобалансы, рассчитать все относительные показатели энергоиспользования — КПД, КПИ и КНЭ, а также определить фактические удельные расходы энергии на единицу продукции или работы и возможные технологические нормы энергозатрат на исследуемую установку (процесс).

Как видно из методических принципов проведения энергоэкономического анализа, здесь требуется довольно обширная исходная информация, которая должна черпаться из справочно-нормативных и паспортных данных по исследуемому виду оборудования, но самое главное — из данных энергетического учета и отчетности или, если в отчетах нужных данных нет, из специальных замеров и испытаний оборудования.

11.3. Вторичные энергетические ресурсы

Утилизация отходов цивилизации, существенную помощь в которой может оказать биоэнергетика, является общечеловеческой проблемой, связанной с охраной природы. Особый тип отбросов человеческой жизнедеятельности — энергетические отходы, именуемые *вторичными энергетическими ресурсами,* причем наибольшее их количество возникает в сфере промышленного производства.

Понятие *«энергетические отходы производства»* включает все потери в энергоиспользующих агрегатах, а также энергетический потенциал готовой продукции. Практически это означает, что вся энергия, подведенная к технологической энергоиспользующей установке, плюс внутреннее выделение энергии в конечном счете идут в отходы (исключается лишь теплота эндотермических, теплопоглощающих процессов, а также скрытая теплота фазовых переходов: испарение—конденсация, плавление—затвердевание и т.п.). Однако не все эти отходы можно рассматривать как вторичные энергетические ресурсы (ВЭР).

Под вторичными энергетическими ресурсами понимается энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который *не используется в самом агрегате,* но *может быть* частично или полностью *использован для энергоснабжения других потребителей.*

Эти энергетические отходы можно разделить на два рода:

первый — недоиспользованный энергетический потенциал первичного энергоресурса — продукты неполного сгорания топлива, тепло дымовых газов, «мятый» пар из пароприводов, тепло конденсата, сбросных вод;

второй — проявления физико-химических свойств материалов в ходе их обработки — горючие газы доменных, фосфорных и других печей, тепло готовой продукции, теплота экзотермических реакций, избыточное давление жидкостей и газов, возникающее при протекании технологического процесса.

ВЭР первого рода следует стремиться *устранить или снизить* их выход, и только тогда, когда все подобные меры приняты, использовать.

ВЭР второго рода — побочный результат технологии, поэтому необходимо либо *создать* на их базе комбинированный *энерготехнологический агрегат* с выработкой одновременно энергетической и неэнергетической продукции, либо *утилизировать* иным способом с помощью специального утилизационного оборудования.

По видам содержащегося энергетического потенциала ВЭР подразделяются на горючие, тепловые и избыточного давления, причем каждый из этих видов может быть первого или второго рода.

Горючие ВЭР — это химическая энергия отходов производства, которые не используются или непригодны для дальнейшей технологической переработки, но применимы в качестве топлива: доменный, конвертерный, ферросплавный газы, отходящий газ производства технического углерода, горючие кубовые остатки химических и нефтехимических производств, щелок целлюлозно-бумажного производства, отходы топливопереработки, переработки древесины и др. Их энергетический потенциал определяется теплотой сгорания.

Тепловые ВЭР — это тепло основной и побочной продукции: тепло рабочих тел из систем принудительного охлаждения технологических агрегатов и установок, тепло отходящих газов, пара и горячей воды, отработанных в технологических и силовых установках, и т.п. Энергетический потенциал определяется теплосодержанием теплоносителей.

ВЭР избыточного давления — это потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования или при выбросе в окружающую среду. Энергетический потенциал определяется давлением для энергоносителей-жидкостей; давлением и температурой, определяющими возможную работу газов и паров при расширении.

Для количественной оценки вторичных энергоресурсов обычно рассматривается несколько показателей:

выход — количество ВЭР, образующихся в процессе производства в данном технологическом агрегате за единицу времени;

выработка энергии за счет ВЭР — количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии, получаемое в утилизационных установках. При этом различаются:

возможная выработка — максимальное количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии, которое может быть практически получено за счет данного вида ВЭР с учетом режимов работы агрегата — источника ВЭР и КПД утилизационной установки;

экономически целесообразная выработка — максимальное количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии, целесообразность получения которого в утилизационной установке подтверждается экономическими расчетами с учетом энергоэкономического эффекта у потребителя;

фактическая выработка — фактически полученное количество тепла, холода, механической работы или электроэнергии на действующих утилизационных установках.

Вторичные энергетические ресурсы представляют собой огромный резерв повышения экономичности топливно-энергетического комплекса. По некоторым экспертным оценкам, их вовлечение в топливно-энергетический баланс страны в 10 раз дешевле, чем увеличение добычи природных энергоресурсов. Рациональное использование ВЭР как реализация важной части государственной энергосберегающей политики возможно при выборе оптимального *направления* их использования, которыми являются:

топливное — непосредственное использование горючих ВЭР в качестве топлива;

тепловое — использование тепла, получаемого непосредственно в качестве тепловых ВЭР или вырабатываемого за счет горючих ВЭР в утилизационных установках. К этому направлению относится также выработка холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках;

силовое (механическое) — использование механической энергии избыточного давления, механической энергии, получаемой в силовых установках за счет тепловых или горючих ВЭР;

комбинированное — получение тепловой и электрической энергии на утилизационных ТЭЦ (УТЭЦ) за счет горючих или тепловых ВЭР.

Производство и использование вторичных энергетических ресурсов в национальном хозяйстве являются одним из важнейших и, пожалуй, самым эффективным направлением энергосбережения.

11.4. Организация работы по экономии энергоресурсов в промышленности

Добыча и использование запасов энергетических ресурсов в мире и в нашей стране теснейшим образом связаны с расходованием их потребителями, поскольку, как уже указывалось, одной из главных специфических черт энергетики и всего топливно-энергетического комплекса является полная зависимость объемов (иногда и времени) производства от масштабов потребления.

Уровень потребления энергетических ресурсов служит своеобразным показателем уровня экономического и социального развития страны, региона, народа. Поэтому характеристика масштабов энергопотребления важна не только с узкоотраслевых позиций, но и как оценка состояния всей экономики.

В России разработана Концепция энергетической политики страны в новых экономических условиях. Энергопотребление и производство энергии в нашей стране характеризуются показателями, приведенными в табл. 11.3.

Таблица 11.3

Развитие энергетики России в 1990—1996 г.

Показатель	Годы				
	1990	1992	1993	1995	1996
Потребление:					
первичные энергоресурсы, млн т	1270	1175	1107	920	860
электроэнергия, млрд кВт·ч	1082	1008	957	962	855
Производство первичных энергоресурсов, млн т	1875	1656	1539	1417	1410
В том числе:					
нефть и конденсат, млн т	515	399	354	307	300
природный и попутный газ, млрд $м^3$	640	641	618	595	600
уголь, млн т	396	337	306	262	258
Вывоз энергоресурсов, млн т					
В том числе:					
в страны СНГ, млн т*:	356	251	200…205	210…215	215…230
нефть и нефтепродукты, млн т	160	82…84	60…63	57…60	55…60
природный газ, млрд $м^3$	92	98	87…90	93…98	100…105
в другие страны*:	345	252	240…245	215…251	205…225
нефть и нефтепродукты, млн т	135	82	65…69	45…50	40…50
газ, млрд $м^3$	110	104…106	112…113	115…120	115…120

В настоящее время в связи с кризисными явлениями в экономике трудно прогнозировать уровни энергопотребления в России. Однако общая тенденция к его увеличению остается неизменной, неясны лишь темпы роста общих энергетических нагрузок и годового потребления, которые, если судить по общемировому стремлению к сдерживанию энергозатрат, по-видимому, станут более низкими, чем в прежние годы.

Наиболее эффективно энергосбережение на предприятиях при комплексном решении технических, технико-экономических и организационных вопросов, относящихся ко всей энергетике предприятия — к системам энергоснабжения и энергоиспользования и к управлению энергетическим хозяйством. Технико-экономические и организационные проблемы заключаются в совершенствовании выполнения функций управления.

Основные технические проблемы промышленной энергетики и способы их решения на предприятиях имеют следующие направления:

- замена оборудования (техническое перевооружение), видов энергии, энергоносителей, обрабатываемых материалов наиболее выгодными, имеющими лучшие технические, энергетические и технико-экономические показатели;
- модернизация промышленного оборудования, особенно технологических аппаратов, с повышением полезного использования энергии в них и сокращением потерь, прежде всего энергетических;
- интенсификация производственных процессов с повышением загрузки технологического оборудования и соответственно снижением удельных энергозатрат на единицу продукции, полупродукта, сырья, обрабатываемого материала на работу или операцию;
- введение дополнительных устройств — дооборудование технологических энергоиспользующих установок и процессов при улучшенном оснащении, установке дополнительного, в том числе вспомогательного, оборудования, приборов и автоматики для оптимизации производства и сокращения удельных энергозатрат;
- изменение рабочих параметров оборудования и энергии в целях улучшения технико-экономических показателей производственных процессов;
- улучшение использования энергии внутри технологических энергоиспользующих установок, сокращение прямых потерь и соответственное повышение КПИ;
- улучшение использования вторичных энергетических ресурсов;
- повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования в целях предотвращения аварийных остановов и простоев, связанных с материальными и энергетическими потерями.

Эти направления относятся к конкретным элементам энергетики промышленного предприятия в системах энергоснабжения и энергоиспользования, где в энергетическое хозяйство предприятия входит все энергоснабжение и частично энергоиспользование — энергоприемники технологических установок, обслуживаемые энергетиками.

Вся область проведения энергосберегающих мероприятий, классифицированная по направлениям и элементам заводской энергетики, показана в табл. 11.4, где каждая клетка со знаком «+» означает группу мероприятий, например «Модернизация заводских источников энергии» или «Повышение надежности энергоприемников» и т.п. Если сочетание направления и элемента не имеет смысла (например, «Дополнительные устройства ... обрабатываемого материала»), в клетке стоит знак «–».

Таблица 11.4

Основные направления энергосбережения на промышленном предприятии (по элементам заводской энергетики)

Элементы энергетики промышленного предприятия	Замена	Модернизация	Интенсификация	Дополнительные устройства	Изменение	Улучшение использования энергии в агрегате		Повторение
						внутри	вне	
Заводские источники энергии	+	+	+	+	+	+	+	+
Заводские преобразователи энергии	+	+	+	+	–	+	–	+
Заводские энергетические коммуникации (сети)	+	+	+	–	+	+	–	+
Первичная энергия	+	–	+	–	+	+	+	+
Энергоприемник технологической установки	+	+	+	+	–	+	–	+
Передача энергии из энергоприемника в аппарат	+	+	+	+	+	+	–	+
Технологический аппарат	+	+	+	+	+	+	+	+
Обрабатываемый материал	+	–	–	–	+	+	+	–

Таблица-матрица представляет собой трафарет, с помощью которого может быть намечен достаточно полный перечень энергосберегающих мероприятий, исходя из технического состояния и сегодняшних характеристик экономичности, по каждой единице энергооборудования, в каждом элементе промышленной энергетики на данном предприятии (см. табл. 11.4).

Технико-экономические расчеты, которые могут проводиться по методическим положениям, позволят определить экономический эффект каждого мероприятия. По величине этого эффекта, а также по различным экономико-технологическим показателям (наличия средств, оборудования, возможности остановки производства и др.) следует ранжировать намеченные мероприятия по очередности и срокам их выполнения, т.е. составить перспективный план энергосбережения.

Наиболее эффективна замена старого оборудования на новое, прогрессивное и экономичное, т.е. техническое перевооружение, затрагивающее основное производство и энергетику предприятия и требующее солидных инвестиций. Другие направления энергосбережения хотя в большинстве случаев менее эффективны, но и менее капиталоемкие и могут быть реализованы собственными силами.

Экономическая сущность технического перевооружения — компенсация физического и морального износа оборудования. Замена изношенного оборудования не требует обоснования, поскольку оно снижает надежность работы, требует повышенных затрат на ремонтное обслуживание и имеет низкие эксплуатационные характеристики. Оценка морального износа значительно сложнее, и замена оборудования по этому показателю требует экономического обоснования. Замене могут подлежать также:

- виды энергии при выборе наиболее рационального энергоносителя для производственных процессов;
- способ передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат (например, замена редуктора, регулирующего число оборотов, на современный электропривод);
- вид и качество материала в целях снижения энергозатрат на его обработку (например, повышение концентрации растворов, дробление или агломерирование материалов, применение пластмасс вместо металлов и др.).

Модернизация энергетического и технологического оборудования также компенсирует моральный износ, ее эффективность иногда выше, чем перевооружения, благодаря существенно меньшим капиталь-

ным затратам, особенно если она осуществляется своими силами. Эффективность ее проведения можно оценить, используя такой критерий, как суммарные дисконтированные затраты, руб/год:

$$З_{\Sigma}^{д} \Rightarrow \min .$$

Расчеты проводятся для вариантов работы на базовом и модернизированном оборудовании:

$$З_{\Sigma б}^{д} = \sum_{t=1}^{T_р} (b_{б\,t} П_t Ц_т + И'_{б.экс\,t})(1+Е)^{-t};$$

$$З_{\Sigma м}^{д} = \sum_{t=1}^{T_р} (b_{м\,t} П_t Ц_т + И'_{м.экс\,t} + К_{м\,t})(1+Е)^{-t},$$

где $b_{б\,t}$ и $b_{м\,t}$ — удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) на базовом и модернизированном оборудовании, т у.т/ед. пр.; $П_t$ — годовая производительность, ед. пр/год; $Ц_т$ — цена энергоресурса, руб/т у.т.; $И'_{б.экс\,t}$ и $И'_{м.экс\,t}$ — эксплуатационные расходы (кроме энергетических затрат) при работе на базовом и модернизированном оборудовании, руб/год; Е — норматив дисконтирования; $К_{м\,t}$ — капитальные затраты на модернизацию, руб.; $T_р$ — время расчетного периода, лет.

Интенсификация производственных процессов должна выражаться в увеличении производительности установок без существенных изменений конструкции за счет либо ускорения технологических и других производственных процессов, либо их лучшей организации, либо использования прогрессивных материалов. Как правило, интенсификация процессов должна вести к повышенному, ускоренному физическому износу оборудования, что оправдано, если уравниваются сроки физического и морального износа, но может привести к быстрому выходу оборудования из строя, если интенсификация не сопровождается усиленной профилактикой и повышенным ремонтным обслуживанием. При интенсификации производственных процессов снижается себестоимость выпускаемой продукции за счет уменьшения условно-постоянных расходов. Эффективность интенсификации может быть оценена по критерию чистого дисконтированного дохода, определяемого соответственно для базового и интенсифицированного режимов работы оборудования:

$$ЧДД \Rightarrow \max;$$

$$\text{ЧДД}_б = \sum_{t=1}^{T_р} (P_{б\,t} - \bar{s}_б \text{П}_{б\,t} - \text{Н}_t + \text{И}_{ам\,t})(1 + \text{Е}_{ср})^{-t};$$

$$\text{ЧДД}_и = \sum_{i=1}^{T_р} (P_{и\,t} - \bar{s}_и \text{П}_{и\,t} - \text{Н}_t + \text{И}_{ам\,t} - \text{К}_{и\,t})(1 + \text{Е}_{ср})^{-t},$$

где $P_{б\,t}$ и $P_{и\,t}$ — поток платежей соответственно при базовом и интенсифицированом режимах работы оборудования, руб/год; $\bar{s}_б$ и $\bar{s}_и$ — себестоимость продукции в базовом и интенсифицированном режимах работы оборудования, руб/ед. пр.; $\text{П}_{б\,t}$ и $\text{П}_{и\,t}$ — годовая производительность до и после интенсификации, ед. пр/год; Н_t — налог на прибыль; $\text{И}_{ам\,t}$ — амортизационные отчисления, руб/год.

При расчетах амортизационных отчислений необходимо учесть изменение нормы амортизации после интенсификации, руб/год:

$$\text{И}_{ам\,t} = \text{Н}_а\text{К}_б + \text{Н}_и\text{К}_и,$$

где $\text{Н}_а$ и $\text{Н}_и$ — нормы амортизации в базовом и интенсифицированном режимах работы оборудования; $\text{К}_б$ — балансовая стоимость оборудования, руб.; $\text{К}_и$ — капитальные затраты на интенсификацию режима, руб.

Если выделить энергетическую составляющую в себестоимости промышленной продукции, то эта формула примет вид

$$\text{ЧДД}_б = \sum_{t=1}^{T_р} (P_{б\,t} - b_б \text{П}_{б\,t} \text{Ц}_т - S_{пост.б} \text{П}_{б\,t} - \text{Н}_t + \text{И}_{ам\,t})(1 + \text{Е}_{ср})^{-t};$$

$$\text{ЧДД}_и = \sum_{i=1}^{T_р} (P_{и\,t} - b_и \text{П}_{и\,t} \text{Ц}_т - S_{пост.и} \text{П}_{и\,t} - \text{Н}_t + \text{И}_{ам\,t} - \text{К}_{и\,t})(1 + \text{Е}_{ср})^{-t},$$

где $b_б$ и $b_и$ — удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) в базовом и интенсифицированном режимах работы, т у.т/ед. пр.; $S_{пост.б}$ и $S_{пост.и}$ — условно-постоянная составляющая себестоимости без энергетической части в базовом и интенсифицированном режимах работы, руб/ед.пр.

Введение дополнительных устройств для повышения производительности или улучшения режимов связано с совершенствованием производственных процессов при таких вариантах его реализации:

- установка дополнительного оборудования (основного или вспомогательного) для упорядочения производственного процесса,

«расшивка узких мест», содержавших рост общую производительность участка, цеха, предприятия;

- установка дополнительного энергетического оборудования и устройств для улучшения энергообеспечения потребителей, в том числе для повышения качества (надежности) энергоснабжения — местная, локальная реконструкция энергохозяйства;
- установка устройств, управляющих процессами основного и энергетического производства, в том числе при выработке, передаче и потреблении энергоресурсов, оптимизирующих их и сокращающих потери и затраты энергии, — автоматизация процессов, улучшение приборного учета, введение устройств местного или централизованного контроля и регулирования и т.п.

В первом и втором вариантах энергоэкономическая оценка может производиться так же, как при модернизации оборудования, в третьем случае — как для интенсификации производственных процессов.

Изменение параметров оборудования и энергии должно привести к интенсификации производства, и экономическая оценка проводится по тем же показателям. Для основного технологического оборудования это возможно как по интенсивности (увеличение загрузки, заполнение аппаратов, повышение скорости процессов), так и по экстенсивности — для периодических процессов (увеличение времени работы, снижение простоев, в том числе под загрузкой и выгрузкой, сокращение холостых ходов и т.п.). Изменение параметров в энергетике предприятия связано либо с увеличением загрузки энергооборудования, например двигателей, либо с повышением параметров энергии, в частности давно предлагаемый перевод внутризаводского электроснабжения на напряжение 660 В, либо с изменением схем преобразования энергии — тиристорные преобразователи частоты тока взамен мотор-генераторов [10]. В ряде случаев для производственных процессов выгодно изменять вид энергии, тогда оценка может проводиться как при модернизации оборудования, так и при выборе наиболее рациональных энергоносителей.

Повышение полезного использования энергии в технологических установках достигается и при техническом перевооружении, и при модернизации, и при интенсификации процессов. Однако возможно улучшение внутриагрегатного использования энергии на действующем оборудовании при осуществлении сравнительно простых мер. Примером может служить нормализация энергозатрат по результатам энергоэкономического анализа с сокращением эксплуатационных и режимных потерь и соответствующим повышением КПД и КПИ. Это

достигается почти исключительно организационными мерами, при жестком соблюдении технологической и энергетической дисциплины и редко требует капитальных затрат. Такие затраты могут понадобиться на следующей ступени энергоэкономического совершенствования — при рационализации энергоиспользования. Экономический эффект подобных мероприятий может быть подсчитан как разность суммарных дисконтированных затрат по формуле, руб/год:

$$Э = \sum_{t=1}^{T_р} [(Ц_э (b_{до} - b_{по}) П_t - \Delta И_{рег\, t} - К_{н\, t})(1 + Е_{ср})^{-t}],$$

где $Ц_э$ — цена (тариф) энергии, руб/т у.т., руб/(кВт·ч), руб/Гкал; $b_{до}$ и $b_{по}$ — удельные расходы энергии до и после нормализации (или рационализации) энергоиспользования, т у.т., кВт·ч, Гкал на единицу продукции; $П_t$ — объем производства, ед. пр/год; $\Delta И_{рег\, t}$ — возможные дополнительные годовые издержки по оптимальному регулированию процесса, руб/год; $К_{н\, t}$ — возможные единовременные (капитальные) затраты на мероприятие, руб.

Если в результате рационализации энергоиспользования объем производства продукции увеличивается (есть возможность ее сбыта), то для расчета экономического эффекта не подходит критерий суммарных дисконтированных затрат. В этом случае расчет должен проводиться с использованием критерия чистого дисконтированного дохода.

Меры по рационализации энергоиспользования в технологии разнообразны и возможны на любом оборудовании, в любом процессе. Однако необходимо учитывать технологические требования в сочетании с энергетическими, поэтому такие мероприятия разрабатываются и осуществляются в тесном сотрудничестве технологов и энергетиков при обязательной технико-экономической оценке технологических, энергетических и других последствий.

Применение вторичных энергетических ресурсов практически не изменяет общий расход энергии в агрегате-источнике ВЭР, а экономия энергии достигается в замещаемых энергетических установках. Поэтому экономический эффект использования ВЭР рассчитывается как разность суммарных дисконтированных затрат — при применении ВЭР и в замещаемой энергогенерирующей установке. Вторичные энергоресурсы могут использоваться по четырем направлениям: топливному, тепловому, механическому (силовому) и комбинированному (для использования на утилизационных ТЭЦ — УТЭЦ). Независимо от этих направлений (рис. 11.2) экономический эффект утилизации ВЭР рассчитывается исходя из экономии топлива за счет ВЭР, руб/год:



Рис. 11.2. Направления использования ВЭР

$$Э_{ВЭР} = \sum_{t=1}^{T_р}[(Ц_т B_{ВЭР} - (И_{ВЭР} - И_{зам}) - (К_{ВЭР} - К_{зам}))(1 + Е_{ср})^{-t}],$$

где $B_{ВЭР}$ — экономия топлива за счет ВЭР, т у.т/год; $Ц_т$ — цена замещаемого топлива, руб/т у.т.; $И_{зам}$, $И_{ВЭР}$ — эксплуатационные издержки при эксплуатации замещаемой энергоустановки без стоимости расходуемого топлива и при утилизации ВЭР, руб/год; $К_{ВЭР}$, $К_{зам}$ — капитальные затраты (основные фонды) замещаемого энергоисточника и установки (при ненадежной работе утилизатора необходимо предусматривать резервные, дублирующие мощности).

Повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования должно предотвратить экономический ущерб от аварийных остановов производства, особенно непрерывного (в химии, нефтехимии, металлургии и пр.), сопровождающихся также значительными энергетическими потерями из-за:

- продукции, пошедшей в брак, на изготовление которой уже затрачена энергия;
- порчи оборудования, на ремонт которого должны быть затрачены материалы, труд и энергия;
- прямых потерь энергоносителей, например, при аварийном сливе конденсата;
- энергозатрат на пуск оборудования после аварийного простоя, причем при этих пусках какое-то, иногда довольно продолжительное время, идет работа на холостом ходу и др.

Экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения и энергооборудования $Э_н$ определяется сопоставлением дополнительных капиталовложений, требуемых для этого $К_н$, дополнительных расходов при эксплуатации устройств, повышающих надежность $И_н$, с величиной предотвращаемого среднего экономического ущерба от

перерывов энергопитания Y_0, руб/год, умноженного на параметр потока отказов в системе энергоснабжения ω:

$$Э_н = Y_0\omega - (Е_н К_н + И_н) .$$

Энергосберегающая политика может и должна стать экономическим рычагом для повышения конкурентоспособности предприятия на рынке, где с ее помощью можно получить дополнительную прибыль. Наиболее эффективно эта политика проводится при организации внутрипроизводственного коммерческого расчета и системы экономических претензий энергослужбы в отношениях с заводскими потребителями энергии и энергетических услуг.

Вопросы для повторения

1. Что собой представляет энергетическое хозяйство предприятий?
2. Из каких элементов состоят система энергоснабжения и система энергоиспользования?
3. Перечислите функции управления энергетикой предприятия.
4. Что такое коэффициент полезного действия?
5. В чем отличие коэффициента полезного действия от коэффициента полезного использования?
6. Что такое вторичные энергетические ресурсы?
7. Как классифицировать вторичные энергетические ресурсы?
8. Какие существуют пути использования вторичных энергетических ресурсов?
9. Какие мероприятия по повышению технического уровня основных фондов обеспечивают экономию ресурсов а промышленности?
10. Какие организационные мероприятия носят энергосберегающий характер?

Глава 12
ТЕХНИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ И СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

12.1. Понятие о техническом уровне энергетики и теплоэнергетики

Технический уровень энергетики характеризуется способностью его генерирующих объектов (ТЭС, ТЭЦ, АЭС, ГЭС и других электростанций) и электрических сетей обеспечить потребителей в любой момент времени требуемым количеством электрической и тепловой энергии требуемого качества (нормированных частоты и напряжения для электроэнергии и нормированных температуры и давления для сетевой воды) при обеспечении высокой экономичности, надежности производства и максимальной безопасности работы оборудования с минимальным вредным влиянием на людей и окружающую среду.

Потребителю необходима не электрическая и тепловая энергия вообще, а энергия вполне определенного качества. Ни один из видов генерирующих источников не является универсальным, ни один из них не готов работать легко, свободно, экономично и надежно в любых режимах. Например, гидротурбины ГЭС способны быстро изменять свою нагрузку, но вынуждены работать при максимальной и постоянной нагрузке весной (при переполняемых паводковыми водами водохранилищах). Энергоблоки АЭС не могут разгружаться без резкого снижения экономичности и надежности ниже 50…60 % номинальной мощности. Автономные ГТУ способны быстро и сравнительно безопасно для себя изменять электрическую нагрузку, но не должны долго работать из-за сравнительно низкой экономичности. ТЭЦ способны участвовать в регулировании электрической нагрузки лишь в узком диапазоне, так как во многих случаях эта нагрузка определяется требованиями потребителей тепловой энергии. Мощные паротурбинные энергоблоки не могут работать с частыми и быстрыми остановами без появления трещин в основных деталях.

Таким образом, высокий технический уровень энергетики может быть обеспечен только при гармоничной структуре генерирующих мощностей: в энергосистеме должны быть и АЭС, вырабатывающие дешевую электроэнергию, но имеющие серьезные ограничения по диапазону и скорости изменения нагрузки, и ТЭЦ, отпускающие теп-

ло и электроэнергию, количество которой зависит от потребностей в тепле, и мощные паротурбинные энергоблоки, и мобильные автономные ГТУ, покрывающие кратковременные пики нагрузки.

Основным показателем технического уровня ТЭС и АЭС является *экономичность*. Связано это с тем, что в эксплуатационных издержках при производстве на ТЭС электрической и тепловой энергии стоимость топлива составляет 70...75 %, т.е. она является определяющей. Любые неполадки, вынужденные простои оборудования, технические ограничения мощности, старение и аварии сразу же сказываются на экономичности теплоэнергетических объектов, и поэтому ее уровень объективно отражает технический уровень теплоэнергетики.

Установленная мощность всех электростанций России на 01.01.2001 г. составила 204,55 млн кВт, а мощность АЭС (по данным концерна «Росэнергоатом») — 21,24 млн кВт. Установленная мощность ТЭС составляет почти 2/3 суммарной установленной мощности, доля ГЭС — 21 %, а доля АЭС — более 10 % (табл. 12.1). Производство электроэнергии примерно пропорционально установленной мощности (за исключением выработки на АЭС). С помощью теплового цикла (ТЭС и АЭС) вырабатывается 76,9 % электроэнергии.

Треть мощностей составляют энергоблоки СКД с промежуточным перегревом на параметры пара 240 атм, 540°С/540°С (23,5 МПа, 540 °С/540°С). К ним относятся теплофикационные энергоблоки мощностью 250 МВт и конденсационные энергоблоки мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт (рис. 12.1).

Таблица 12.1

Установленная мощность электростанций России и выработка электроэнергии в 2000 г.

Тип электростанции	Установленная мощность		Выработка электроэнергии	
	млн кВт	%	млрд кВт·ч	%
ТЭС и ГЭС ГАЭС, ГеоТЭС, Ветровые	131,42 42,84 1,22	64,0 21,0 0,6	534,57 163,11 1,33	62,0 18,9 0,1
Итого	175,06	85,6	699,01	81,0
АЭС Прочие электростанции	21,24 8,15	10,4 4,0	128,90 34,9	14,9 4,1
Итого по России	204,97	100	862,81	100

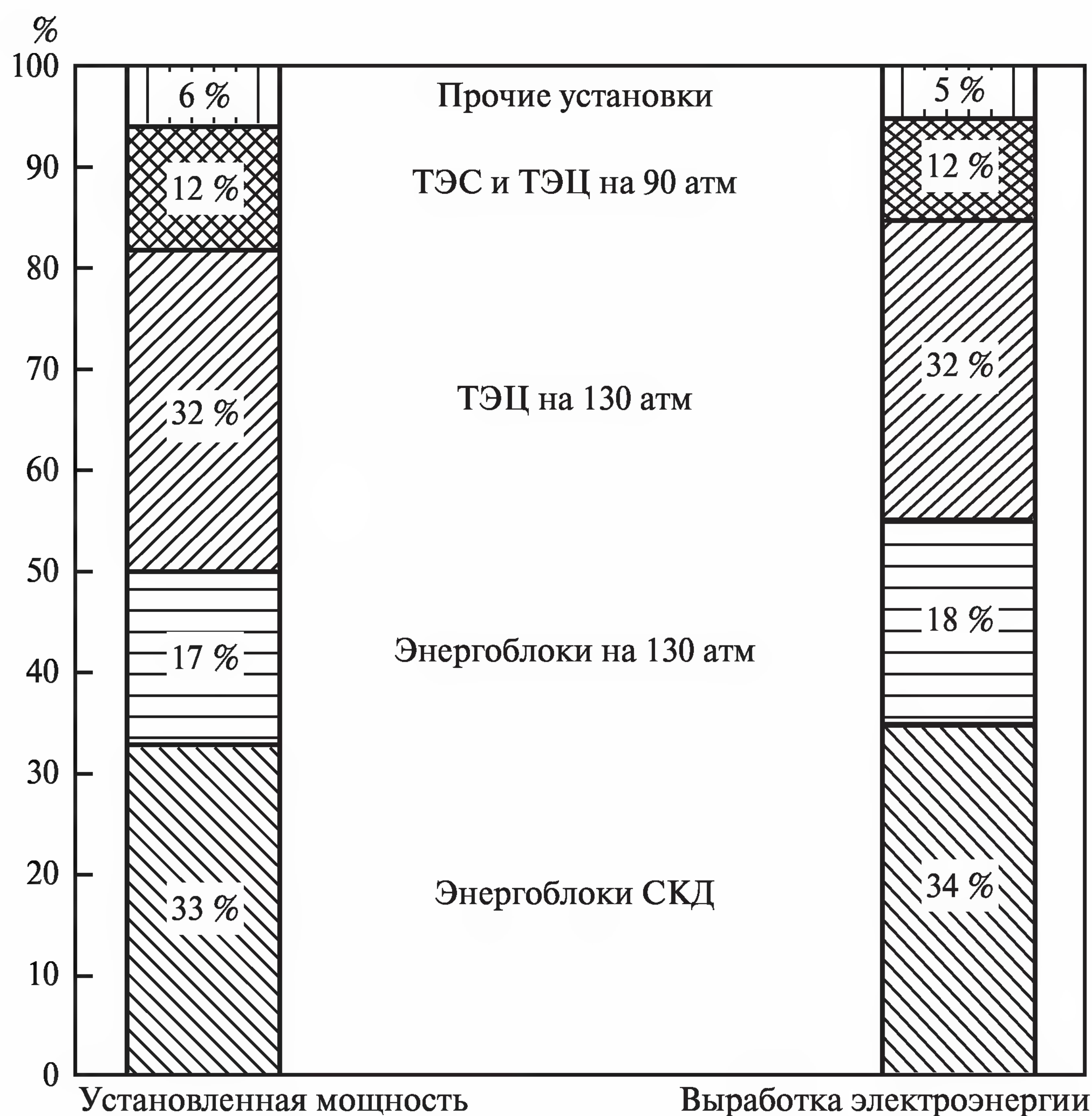


Рис.12.1. Укрупненная структура установленной мощности и выработки электроэнергии ТЭС России на 01.01.2001 г.

Другая треть мощностей и выработки электроэнергии обеспечивается теплофикационными турбоустановками на начальное давление 130 атм (12,8 МПа) и начальную температуру 540 °С. Эти турбоустановки не имеют промежуточного перегрева пара. Они оснащены турбинами ТМЗ типов Т-175-130, Т-100-130, Т-50-130, ПТ-135-130, ПТ-50-130, Р-100-130, Р-70-130, Р-40-130 и ЛМЗ типов ПТ-80-130, ПТ-60-130 и Р-50-130.

Оставшаяся часть установленной мощности и выработки электроэнергии распределяется между:

- энергоблоками на начальное давление 130 атм (12,8 МПа) с промежуточным перегревом пара с турбинами ЛМЗ типа Т-180-130 и К-200-130 и турбинами ХТЗ типа К-150-130;
- устаревшими турбоустановками без промежуточного перегрева пара на начальное давление 90 атм (8,8 МПа).

Видно, что доля устаревшего оборудования и выработки электроэнергии на нем весьма значительна (соответственно 12 и 11 %), и это не может не снижать общие показатели работы ТЭС.

В табл. 12.2 представлены данные по энергоблокам СКД, установленным на ТЭС России. Конденсационные энергоблоки СКД составляют 29 % по мощности и 28 % по выработке электроэнергии. Большая часть установленной мощности и выработки электроэнергии обеспечивается 76 энергоблоками мощностью 300 МВт. Почти 10 % электроэнергии вырабатывается энергоблоками мощностью 800 МВт, которые наравне с энергоблоком мощностью 1200 МВт являются одними из лучших в нашей теплоэнергетике.

В табл. 12.3 представлена номенклатура энергоблоков с промежуточным перегревом пара на начальное давление 130 атм (12,8 МПа). Примерно из 17 % установленной мощности и выработки электроэнергии 12 % обеспечивается энергоблоками мощностью 200 МВт, которые никак нельзя отнести к современным ни по уровню мощности, ни по уровню экономичности.

Аналогичные данные для ТЭЦ на начальное давление 130 атм без промежуточного перегрева пара представлены в табл. 12.4. Оборудование этого класса вырабатывает столько же электроэнергии, сколько и энергоблоки СКД (см. рис.12.1), однако для этого требуется 524 турбины, а не 119 (см. табл. 12.2). В значительной степени это определяется потребностями в тепловой энергии (производственный пар или сетевая вода), которые диктуют и объем выработки электрической мощности.

Таблица 12.2

Номенклатура, установленная мощность и выработка электроэнергии энергоблоками СКД ТЭС России на 01.01.2001 г.

Мощность энергоблока, МВт	Количество установленных энергоблоков	Установленная мощность		Выработка электроэнергии	
		МВт	%	млн кВт·ч	%
Конденсационные:					
1200	1	1200	0,91	4104	0,77
800	14	11 116	8,46	51 957	9,72
500	7	3370	2,56	14 660	2,74
300	76	22 328	16,99	78 638	14,71
Итого	98	38 014	28,92	149 359	27,94
Теплофикационные:					
250	21	5250	4,0	31 034	5,81
Итого	119	43 264	32,92	180 393	33,75

Примечание. Здесь и далее суммарная установленная мощность — 131,422 млн кВт; суммарная выработка электроэнергии 534,573 млрд кВт·ч.

Таблица 12.3

Номенклатура, установленная мощность и выработка электроэнергии энергоблоками с промежуточным перегревом пара на начальное давление 130 атм (12,8 МПа) ТЭС России на 01.01.2001 г.

Мощность энергоблока, МВт	Количество установленных энергоблоков	Установленная мощность		Выработка электроэнергии	
		МВт	%	млн кВт·ч	%
Конденсационные:					
200	76	15 560	11,84	63 395	1186
150	24	3640	2,77	13 530	2,53
Итого	100	19 200	14,61	76 925	14,39
Теплофикационные:					
180	18	3240	2,46	17 907	3,35
Итого	118	22 440	17,07	94 832	17,74

Таблица 12.4

Номенклатура, установленная мощность и выработка электроэнергии ТЭЦ с турбинами без промперегрева на начальное давление 130 атм на 01.01.2001 г.

Тип турбин	Количество турбин	Установленная мощность		Выработка электроэнергии	
		МВт	%	млрд кВт·ч	%
Теплофикационные турбины типа Т мощностью 50…185 МВт	220	21 380	16,27	—	—
Турбины с противодавлением мощностью 40…100 МВт	99	5620	4,28	—	—
Турбины с двумя регулируемыми отборами пара мощностью 50…140 МВт	205	15 400	11,72	—	—
Итого	524	42 400	32,27	170,406	31,88

Таблица 12.5

Номенклатура, установленная мощность и выработка электроэнергии устаревшим оборудованием на начальное давление 90 атм (8,8 МПа) электростанциями России на 01.01.2001 г.

Оборудование	Количество турбин	Установленная мощность		Выработка электроэнергии	
		МВт	%	млн кВт·ч	%
Конденсационные турбины мощностью 25…100 МВт	71	4565	3,47	15 093	2,82
Турбины типа Т мощностью 25...100 МВт	75	4155	3,16		
Турбины типа ПТ, П и ПР мощностью 9…80 МВт	171	5644	4,29	45 500	8,51
Турбины с противодавлением малой мощности	62	1393	1,06		
Итого	379	15 767	11,98	60 593	11,33

ТЭЦ рассматриваемого типа, выполняя свою роль источников тепловой энергии, обеспечивают очень высокий процент выработки электроэнергии.

В табл. 12.5 приведены данные по номенклатуре устаревших турбин, введенных в эксплуатацию еще в 40—50-е годы прошлого столетия. Среди них конденсационные турбины мощностью до 100 МВт, а также 308 теплофикационных турбин, обеспечивающих 8,51 % выработки электроэнергии.

Структура установленной мощности представлена на рис.12.2.

Наибольшую установленную мощность (16,99 %) имеют энергоблоки с турбинами типа К-300-240 в количестве 76 шт., из которых 49 турбин ЛМЗ работают на газомазутных ТЭС, а 27 турбин ХТЗ — на пылеугольных ТЭС в основном в Сибири.

Почти такая же доля установленной мощности (16,27 %) приходится на турбины типа Т на ТЭЦ без промежуточного перегрева на начальное давление 130 атм (12,8 МПа). Из суммарной мощности этих турбин 42,4 млн кВт (см. табл. 12.4) 16,6 млн кВт имеют 166 турбин типа Т-100-130 ТМЗ мощностью 100…110 МВт.

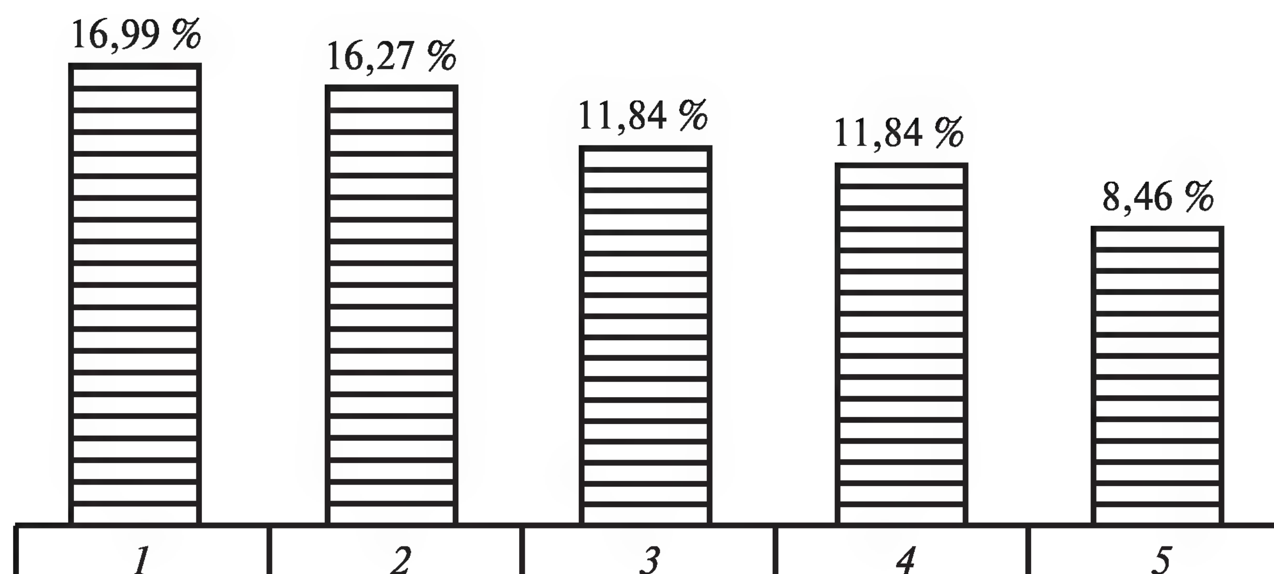


Рис. 12.2. Доля установленных мощностей различного типа на ТЭС России:
1 — энергоблоки с турбинами типа К-300-23,5; *2* — ТЭС с турбинами типа Т на 130 атм; *3* — энергоблоки с турбинами типа К-200-12,8; *4* — ТЭС с турбинами типа ПТ на 130 атм; *5* — энергоблоки с турбинами К-800-23,5

Третье место по установленной мощности (11,84 %) занимают энергоблоки с турбинами типа К-200-130 мощностью 200…215 МВт. Из 76 энергоблоков с этими турбинами 38 — газомазутные и 38 — пылеугольные.

Почти такую же установленную мощность (11,72 %) имеют теплофикационные турбины типа ПТ на 130 атм (12,8 МПа). В основном это турбины типов ПТ-60-130ЛМЗ (116 турбин мощностью 6,96 кВт), ПТ-80-130 ЛМЗ (50 турбин суммарной мощностью 4 млн кВт), ПТ-135-130 ТМЗ (24 турбины суммарной мощностью 3,24 млн кВт).

Наконец, пятое место по установленной мощности (8,46 %) занимают энергоблоки 800 МВт с 14 турбинами К-800-240 ЛМЗ, 12 из которых работает на газомазутном топливе, а 2 — на угле.

В номенклатуре ТЭС России практически отсутствуют газотурбинные установки (ГТУ). Их суммарная установленная мощность составляет всего 1394 МВт (примерно 1 %), а выработка — 1,462 млрд кВт·ч (менее 0,3 %). Аналогичная ситуация и с парогазовой установкой (ПГУ): суммарная установленная мощность составляет 470 МВт, выработка — 1,95 млрд кВт·ч, а сами они относятся к устаревшим типам. Исключение составляет ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ, которая была введена в опытно-промышленную эксплуатацию 22 декабря 2000 г.

Значительная доля оборудования ТЭС и электрических сетей в энергетике России, отслужившего свой расчетный срок службы, — это главная проблема отечественной энергетики. Опасность лавинообразного выхода из строя оборудования электростанций из-за его старения заставляет самым серьезным образом отнестись к этой проблеме (рис. 12.3).

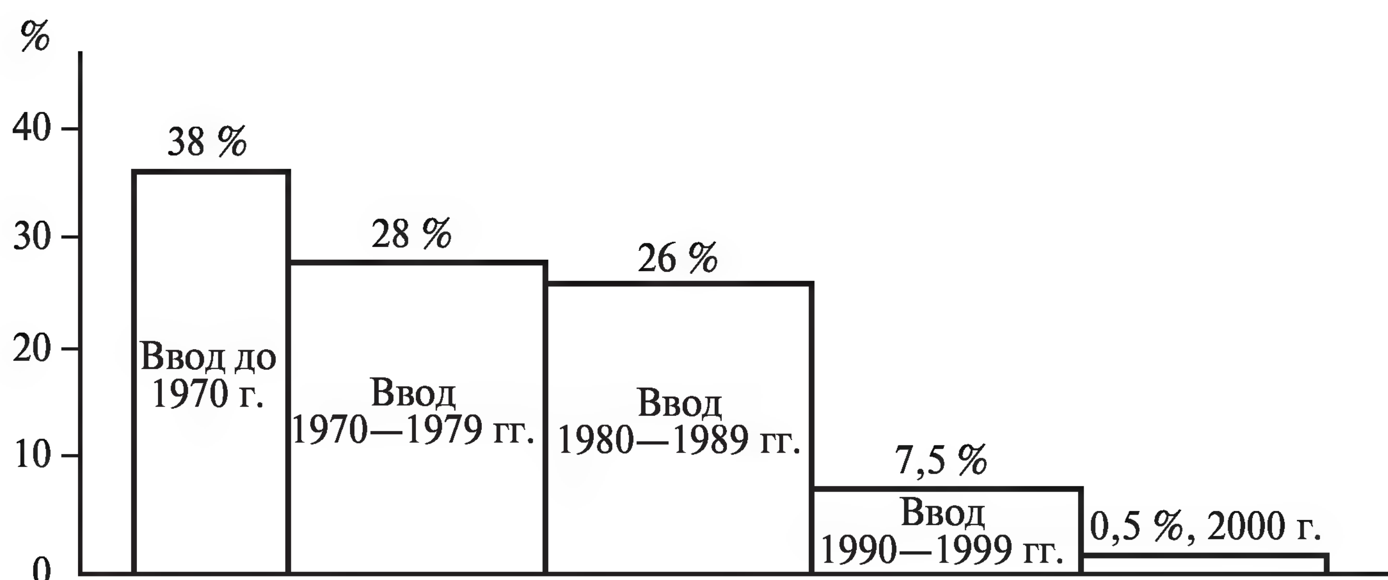


Рис. 12.3. Распределение генерирующих мощностей ТЭС России по периодам ввода в эксплуатацию

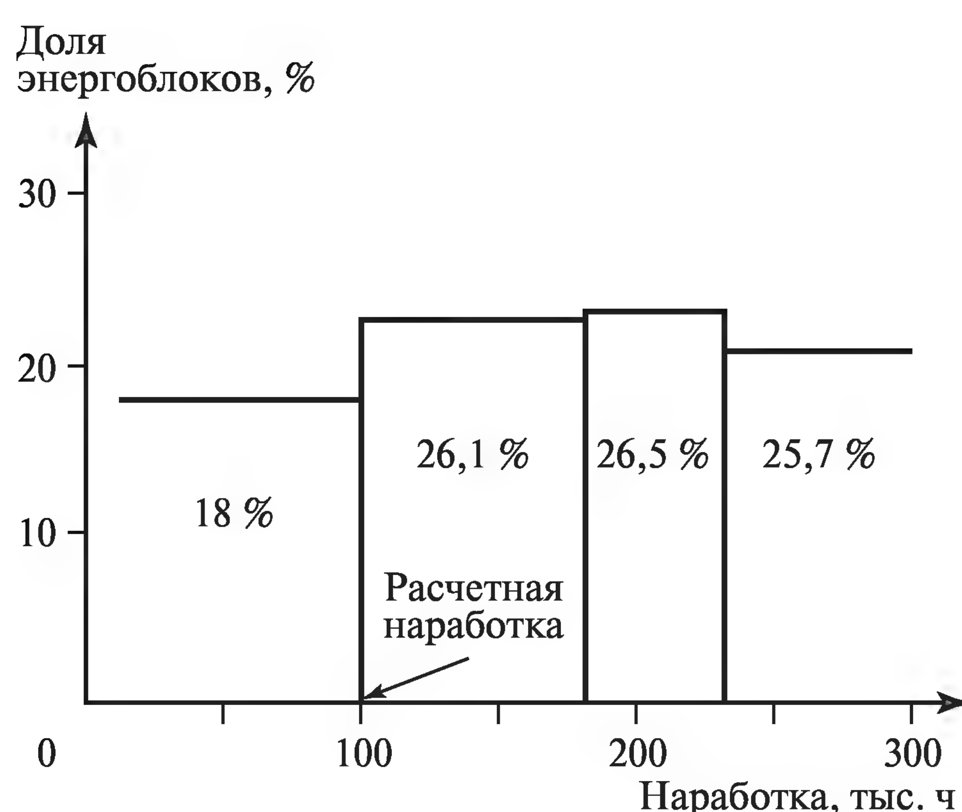


Рис. 12.4. Распределение энергоблоков мощностью 150…1200 МВт по наработке

До 1970 г. введено в эксплуатацию 38 % генерирующего оборудования (это оборудование реально введено в эксплуатацию в период 1945—1970 гг., хотя есть и более старое). Далее, две трети установленного оборудования имеют возраст не менее 20 лет.

По данным РАО «ЕЭС России», 17 % работающего генерирующего оборудования уже выработало свой ресурс. Расчетный ресурс (наработка) — наработка турбины, которая гарантируется заводом-изготовителем и при достижении которой должен быть рассмотрен вопрос о ее дальнейшей эксплуатации.

Парковый ресурс — наработка однотипных по конструкции и условиям эксплуатации объектов, при которой не происходит отказов работоспособности.

Распределение энергоблоков мощностью от 150 до 1200 МВт по наработкам, которое дает общее представление о «возрасте» этой большой группы оборудования, охватывающей примерно 29 % генерирующего оборудования ТЭС, показано на рис.12.4. Из рисунка видно, что только 18 % этого оборудования имеют наработку меньше расчетной, равной 100 тыс. ч. Это означает, что 82 % оборудования должно быть уделено особое внимание, чтобы исключить вероятность возникновения катастроф и избежать их последствий.

12.2. Экономичность электростанций

Экономичность оборудования конденсационных электростанций России в виде диаграммы представлена на рис. 12.5. Над столбцами указаны значения удельного расхода условного топлива, в скобках — КПД нетто, в рамках — осредненные значения удельного расхода для суммарного количества энергоблоков каждого типа. Последний столбец получен осреднением значений для всех ТЭС России. Точнее, эти значения получены делением расчетного суммарного количества условного топлива на суммарное количество электроэнергии, отпущенное всеми ТЭС.

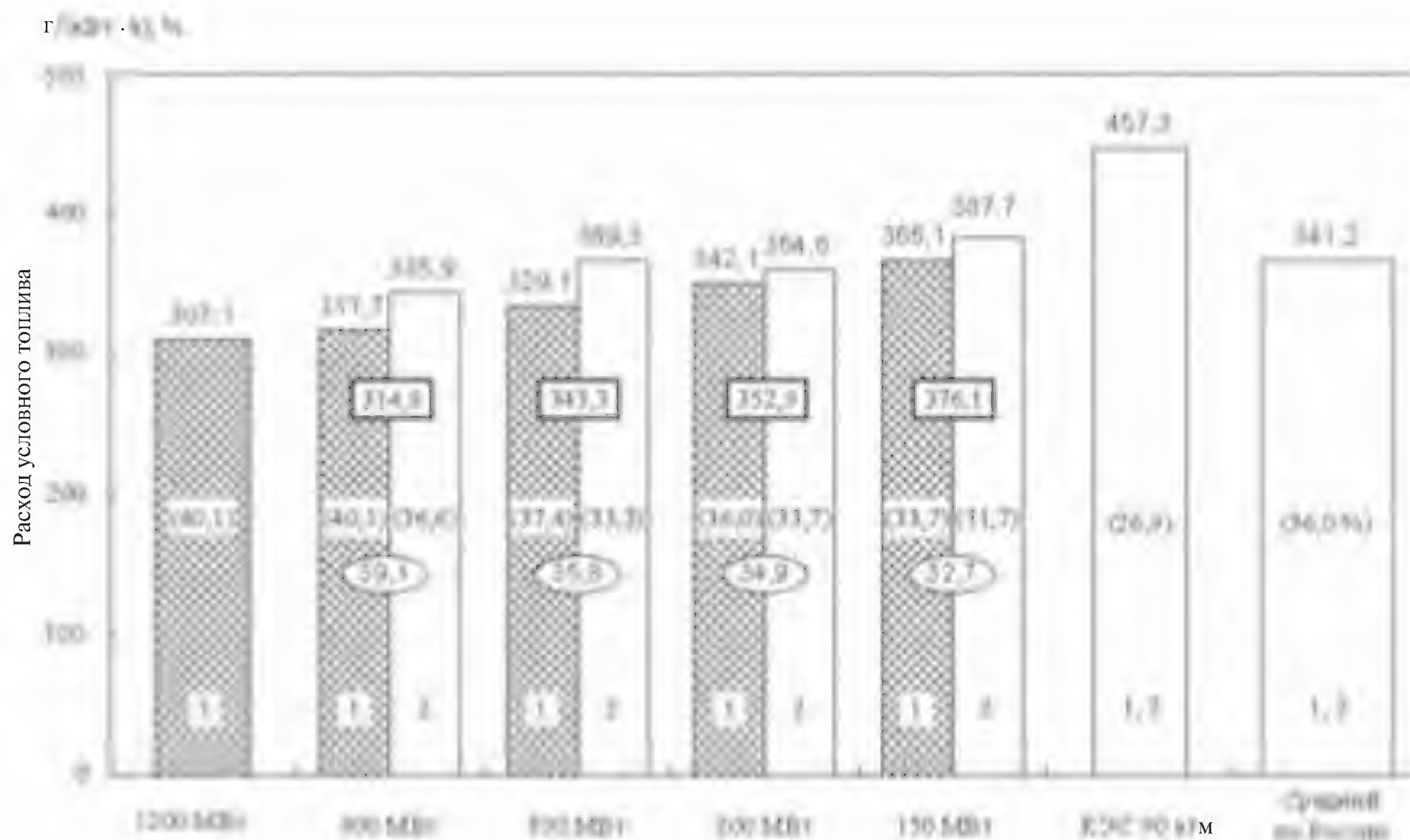


Рис. 12.5. Экономичность конденсационных электростанций России:
1 — газомазутные энергоблоки; *2* — пылеугольные энергоблоки

Поскольку расход топлива при выработке электрической и тепловой энергии на ТЭЦ распределяется между ними условно, то сам удельный расход является условной величиной ещё в большей степени, чем доля электроэнергии, выработанной на тепловом потреблении. Тем не менее, если способ разделения расхода топлива не изменяется из года в год, то получаемые расчетные значения правильно отражают тенденцию, изменения эффективности но не позволяют сравнить точно с другими странами, где доля теплофикации другая (или ее нет совсем). Из рис. 12.5 видно, что экономичность энергоблоков, спроектированных даже на одинаковые параметры (1200, 800 и 300 МВт), зависит от мощности: чем больше мощность, тем выше КПД.

Недопустимо низким является КПД конденсационных ТЭС на начальное давление 90 атм (8,8 МПа), он составляет всего 26,9 %.

Оценку технического уровня ТЭС проведем сравнением КПД (рис. 12.6). Лучшие пылеугольные энергоблоки ТЭС западных стран имеют КПД на уровне 45 %. Даже если учесть некоторую некорректность сравнения средних показателей группы энергоблоков России и лучших западных ТЭЦ, разница в КПД составит не менее 5 % (абс.), что дает разницу в расходе топлива в 10…12 %.

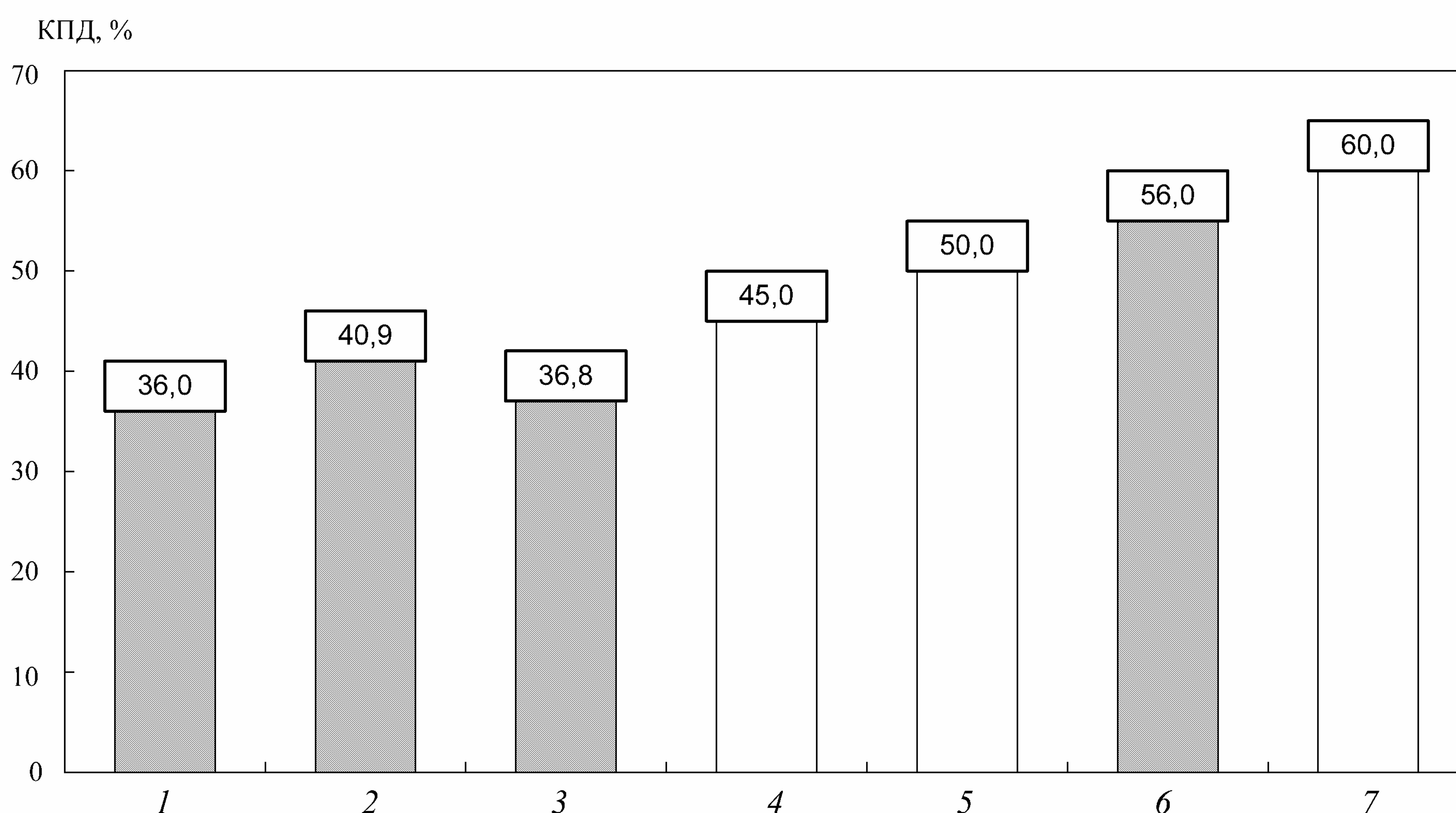


Рис. 12.6. Сравнение экономичности энергоблоков ТЭС России и Запада:
1 — средний КПД по ТЭС России; *2* — КПД газомазутного энергоблока 800 МВт Нижневартовской ГРЭС; *3* — средний КПД пылеугольных энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС; *4* — средний КПД зарубежных пылеугольных энергоблоков нового поколения на повышенные параметры пара; *5* — КПД ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ при работе в конденсационном режиме; *6* — «стандартная» западная ПГУ утилизационного типа; *7* — перспективные западные ПГУ

Таблица 12.6

Годы выпуска головных образцов паровых турбин

Турбина	Год выпуска
Т-100-130 К-300-240 К-200-130 К-800-240 на 90 атм (8,8 МПа) Т-250-240 К-1200-240	1961 1961 1958 1970 (1975, 1982) 1945—1950 1972 1978

Еще большие различия возникают при сравнении с парогазовыми технологиями. Первый введенный в эксплуатацию в России парогазовый блок ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге в конденсационном режиме имеет КПД на уровне 50 %.

«Стандартная» ПГУ, вводимая на Западе, имеет КПД на уровне 56 %, и в ближайшем будущем он достигнет 60 %.

Таким образом, сегодня технический уровень оборудования, установленного на ТЭС России, существенно ниже современного, и последствия этого выражаются, прежде всего, в значительном пережоге топлива и соответственно в ухудшенных экономических показателях ТЭС.

Первой и главной причиной технического отставания является моральное старение работающего оборудования. Достаточно увидеть, что головные образцы паровых турбин типов Т-100-12,8, К-200-12,8, составляющие основу генерирующих теплоэнергетических мощностей, были изготовлены на рубеже 50—60-х годов прошлого столетия (см. табл. 12.6). Их проектирование началось сразу же после Великой Отечественной войны. Уровень проектирования и изготовления в те годы, естественно, значительно отличался от современного. Хотя ряд турбин этого типа модернизирован, их технический уровень в принципе не может соответствовать современному.

Второй причиной низкого технического уровня оборудования является физическое старение из-за его длительной работы. Хотя при капитальных ремонтах происходит полное восстановление работоспособности оборудования, в процессе длительной работы возникает больший или меньший износ элементов турбины и вспомогательного оборудования. Возникает все больше отказов элементов энергетического оборудования, ухудшаются характеристики их надежности. В конечном счете это приводит к уменьшению абсолютного КПД ТЭС и ТЭЦ в зависимости от срока службы на 1…2 % (абс.).

Третья причина — это устаревшая структура генерирующих мощностей с преобладанием установок относительно малой мощности на относительно низкие параметры пара с большим расходом топлива на собственные нужды, отсутствие современных парогазовых технологий, использующих природный газ и твердое топливо, преобладание доли базовых мощностей, затрудняющих рациональное покрытие переменной части графика нагрузок.

12.3. Электроэнергетика в энергетической стратегии России

Энергетическая стратегия России до 2020 г. формировалась под долгосрочную программу социально-экономического развития страны, причем основной сценарий соответствовал ежегодному росту экономики в среднем на 5…5,5 % за 20-летний период. Наряду с этим проработан и менее оптимистичный (пониженный) сценарий с тем, чтобы быть готовыми к разного рода неприятностям.

Рассматривая широчайший круг актуальных вопросов долгосрочного развития энергетики страны, Энергетическая стратегия, вместе с тем, выделяет три ключевые задачи, на решение которых направлены все усилия и которые концентрируют суть энергетической политики страны.

Первая задача — коренное повышение энергетической эффективности экономики. Энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) сократится на 30…33 % в период до 2010 г. и еще на 30 % в последующие годы (рис. 12.8). Очень амбициозная задача, но из-за нашей энергетической расточительности даже при ее успешном решении удельная энергоемкость российской экономики в 2020 г. лишь достигнет сегодняшнего среднемирового показателя, но отнюдь не показателей лучших стран.

Первым и важнейшим средством повышения энергетической эффективности является структурная перестройка экономики (рис. 12.9). Россия не осилит 5 %-е темпы роста при сохранении современной тяжелой, энергоемкой структуры экономики. Необходимо развивать высокотехнологичные отрасли и сферу услуг с тем, чтобы из 5…5,5 % среднегодового роста ВВП почти половину (2,3…2,7 %) обеспечивать за счет структурной перестройки экономики. Это колоссальная задача для всей экономики страны, и ее решение напрямую связано с радикальным расширением использования особых физических свойств электроэнергии.

Таблица 12.7

Потенциал организационно-технологических мер экономии энергоресурсов (2000 г.)

Отрасль	Электроэнергия, млрд кВт·ч	Централизованное тепло, млн Гкал	Топливо, млн т у.т.	Всего	
				млн т у.т.	%
Топливно-энергетический комплекс	29…35	70…80	99…110	120…135	33…31
В том числе электроэнергетика и теплоснабжение	23…28	67…76	70…77	90…100	25…23
Промышленность и строительство	110…135	150…190	49…63	110…140	31…37
Транспорт	7…11	—	22…26	23…30	6…7
Сельское хозяйство	4…5	5	9…11	12…15	3
Коммунально-бытовой сектор	70…74	120…135	51…60	95…110	27…26
Итого	220…260	345…410	230…270	360…430	100

Следующим средством повышения энергетической эффективности должна стать массовая реализация сначала организационных, а затем и технологических мер энергосбережения, т.е. проведение целенаправленной энергосберегающей политики. Для этого Россия располагает большим потенциалом. В табл. 12.7 дана его экспертная оценка по состоянию производственной базы экономики к началу 2000 г.

Реализация освоенных в отечественной и мировой практике организационных и технологических мер экономии энергоресурсов дает возможность уменьшить современный их расход в стране на 40…45 %, или на 360…430 млн т у.т. в год. Большая роль в этом отведена электроэнергетике:

во-первых, потенциал экономии электроэнергии в целом по России составляет более четверти ее современного потребления, что с учетом расхода топлива на ее производство составляет 20 % общего потенциала энергосбережения;

во-вторых, сегодня средний КПД электростанций (около 35 %) настолько ниже лучших технологических достижений (до 60 %), что в

самом производстве электроэнергии возможности экономии топлива достигают 25 % общего потенциала энергосбережения.

Таким образом, в сумме совершенствование электроэнергетики призвано реализовать до 45 % всех организационно-технологических мер экономии энергоресурсов.

В табл. 12.8 предусмотрено, что существующий ныне технологический потенциал энергосбережения будет полностью реализован к 2015—2020 гг.

Осуществление намеченных объемов структурного и технологического энергосбережения приведет к тому, что только 1,4…1,6 % из более чем 5 %-го роста экономики придется обеспечивать увеличением потребления (и, следовательно, наращивания производства) энергоресурсов (см. рис. 12.7).

Иная картина складывается в потреблении электроэнергии, поскольку интенсификация ее экономии должна сопровождаться противоположным процессом — углублением электрификации. В советский период результирующая этих процессов приводила к тому, что в течение десятилетий на каждый 1 % роста экономики (ВВП) потребление электроэнергии увеличивалось тоже на 1 %. В переходные 90-е годы это соотношение изменилось и на каждый 1 % снижения ВВП электропотребление падало в среднем только на 0,5 %. С началом подъема экономики в 1999—2001 гг. на 1 % роста ВВП приходилось только 0,35…0,45 % увеличения потребления электроэнергии, и главной причиной этого можно считать замедление электрификации. Согласно Энергетической стратегии в ближайшее пятилетие это соотношение сохранится на уровне 0,5 %, а в последующий период углубление электрификации повысит его до 0,6 %.

Таблица 12.8

Прогноз экономии энергии* (относительно 2000 г.)

Годы	Первичные энергоресурсы (всего), млн т у.т.	В том числе электроэнергия, млрд кВт·ч
2005	38—50	25—35
2010	95—140	100—145
2015	185—270	185—275
2020	335—460	285—430

* Первые значения — для низких цен топлива и замедленного развития экономики. Вторые значения — для высоких цен и благоприятного сценария развития экономики.

Вторая коренная задача Энергетической стратегии — обеспечить ожидаемое наращивание потребления первичных энергоресурсов и их экспорт. При росте энергопотребления с темпом 1,4…1,6 % ежегодно и почти стабильном экспорте энергоресурсов (рост не более чем на 10 % за период) требования к наращиванию производственной базы энергетики на первый взгляд оказываются вполне приемлемыми — 11 % в период до 2010 г. и 23 % за весь период до 2020 г. В этот период потребуется восстановить до 80 % ресурсной базы и заменить не менее 70 % существующего оборудования, т.е. за это 20-летие произойдет массовое выбытие всего, что создавалось при взлете экономики в 60—80-е годы прошлого века. Восстановление и наращивание производственной базы ТЭК потребует огромных затрат — более 500 млрд долл. за 20-летний период.

Третья задача стратегии — обеспечить энергетическую безопасность, поскольку стране грозит стремительное скатывание к моногазовой структуре топливно-энергетического баланса. Доля природного газа в энергопотреблении России составляла 40 % в 1990 г., и за последние 10 лет она достигла почти 50 %. Если продолжится та же линия безудержного использования якобы дешевого газа, то возникнет предельно опасная ситуация. Она уже четко обозначилась тем, что 80 % котельно-печного топлива (не включающего светлые нефтепродукты) в европейской части страны составляет газ и при этом через Урал из Сибири в европейскую часть страны ежегодно проходит почти 1 млрд т топлива.

Напряженность положения видна из сравнения с Европейским союзом. Он ограничивает 30 % поступление любого ресурса из одного источника, в то время как европейская часть России (включая Урал) 75 % топлива получает из одного источника с дальностью транспортировки до 3000 км. Ситуацию нужно менять, хотя это очень дорого. Поэтому вместо самого привлекательного для потребителя экологически чистого топлива — газа необходимо будет использовать уголь и ядерную энергию.

Однако масштабная взаимозаменяемость главных энергоресурсов осуществима только в производстве электроэнергии, и поэтому именно электроэнергетика должна внести основной вклад в обеспечение энергетической безопасности страны. Наряду с относительно дешевыми и высокоэффективными газомазутными ТЭС здесь придется во всё больших масштабах использовать пылеугольные ТЭС и АЭС, которые в 2,5—3 раза дороже по инвестициям.

Благодаря этому структура установленной мощности и производства электроэнергии в России изменится в пользу нетопливных электростанций (АЭС и ГЭС, табл. 12.9), а увеличение использования угля позволит практически стабилизировать расход газа электростанциями (табл. 12.10).

Таблица 12.9

Рациональные варианты развития генерирующих мощностей

Показатель	2000	Годы							
		2005	2010	2015	2020	2005	2010	2015	2020
		Пониженный				Благоприятный			
Установленная* мощность, млн кВт	206,7	211	217	226	243	213	231	245	275
В том числе:									
ГЭС	44,3	44	47	48	50	45	49	51	56
АЭС	21,2	23	28	31	35	25	32	38	48
ТЭЦ	77,1	78	78	80	86	78	82	85	94
КЭС	64,0	64	64	67	72	66	68	71	77
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	878	927	1015	1110	1215	935	1070	1205	1365
В том числе:									
ГЭС	165	167	174	181	191	167	181	196	213
АЭС	129	154	190	210	235	158	206	247	310
ТЭЦ	328	335	367	400	430	341	380	419	462
КЭС	248	260	273	307	345	261	293	331	365

* В зоне централизованного электроснабжения [7].

Таблица 12.10

Потребность в топливе электростанций страны, млн т у.т.

Показатель	2000	Годы							
		2005		2010		2015		2020	
		1	2	1	2	1	2	1	2
Всего	275	280	286	301	315	320	340	340	360
Из них:									
газ	178	177	177	183	185	186	192	190	192
мазут	15	15	18	16	18	16	18	16	16
твердое топливо	79	86	87	97	105	115	125	132	147

Примечание. 1 — пониженный сценарий; 2 — благоприятный сценарий [7].

12.4. Перспективный спрос и эволюция рынков энергетических ресурсов

Неравномерность географического размещения геологических запасов по территории планеты и несоответствие этого размещения географии потребления энергоресурсов формируют параметры мирового и регионального спроса на основные энергоносители. Например, дальнейшее изменение мировых цен на нефть в перспективе будет связано со следующими основными факторами:

- научно-техническим прогрессом в нефтяной промышленности, который обеспечивает снижение издержек в отрасли и позволяет все новым странам, не входящим в ОПЕК, успешно конкурировать на мировом рынке;
- политическими и геополитическими факторами, в том числе степенью успешности политики глобализации мировой экономики;
- поведением стран ОПЕК, некоторые из которых стремятся повысить экспорт нефти выше установленных квот для преодоления внутренних экономических трудностей. Крупнейшие производители нефти, входящие в ОПЕК[1], достаточно легко адаптируются к понижению уровня мировых цен на энергоресурсы;
- уровнем реализации прогнозных запасов нефти, оценки которых существенно различаются (более чем в 2 раза) по разным источникам.

Анализ прогнозов мировых цен на нефть, выполненных различными зарубежными организациями, как официальными (Министерство энергетики США, Международное энергетическое агентство, Европейская комиссия и др.), так и неофициальными консалтинговыми фирмами и научными центрами (CERA, Wood Mackenzie, DRI и др.) в 1999 г., позволяет выделить три группы прогнозов:

первая группа предсказывает рост мировых цен на нефть на всю рассматриваемую перспективу (до 2020—2030 гг.) до уровня, не превышающего 35 долл/баррель (в постоянных ценах 1997 г.);

вторая группа прогнозов предсказывает стабильные цены на нефть в рассматриваемой перспективе в среднем на уровне 17...19 долл/ баррель (в постоянных ценах 1997 г.);

---

[1] ОПЕК = OPEC (англ.) — Organization of Petroleum Exporting Countries.

третья, самая малочисленная, группа прогнозирует снижение цен в перспективе в среднем до уровня 10...14 долл/баррель (в постоянных ценах 1997 г.). Очевидно, что эта группа прогнозов не учитывает влияния политического фактора и должна рассматриваться как крайняя ситуация.

Принимаемый в «ЭС — 2020» наиболее вероятный диапазон перспективных мировых цен на нефть (табл. 12.11) показывает, что на конец рассматриваемого периода верхняя граница диапазона достигает 25 долл/баррель, нижняя граница остается стабильной на уровне 18 долл/баррель до 2020 г. (в постоянных ценах 1997 г.).

Ожидаемые изменения цен на основные энергоносители показаны на рис. 12.7.

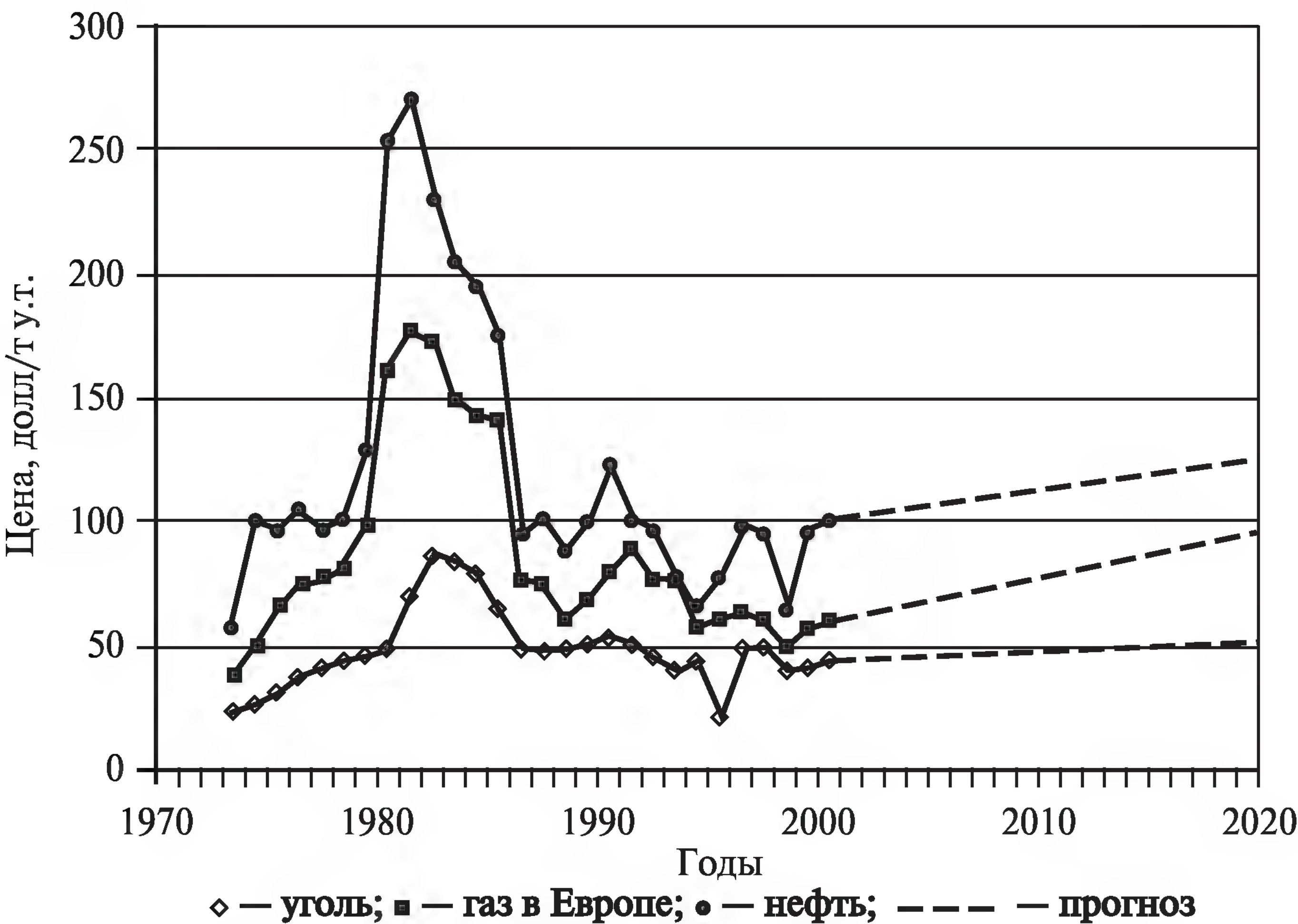


Рис. 12.7. Прогноз цен на энергоресурсы в перспективе до 2020 г.

Таблица 12.11

Прогноз тенденций роста мировых цен на нефть, долл. США 1997 г.

Уровень	Годы						
	1990	1998	2000	2005	2010	2015	2020
Верхний уровень	23,8	13,41	19,5	21	22	23	25
Нижний уровень	23,8	13,41	18,6	18	18	18	18

Примечание. Источник: Европейская комиссия, Министерство энергетики США, оценки ИНЭИ РАН.

На мировом нефтяном рынке обращается около 57 % всей добычи сырой нефти, что формирует огромные межрегиональные потоки этого энергоносителя. Спрос на сырую нефть формируется главным образом на трех крупных региональных рынках. Около 30 % мировой добычи нефти потребляется в Северной Америке, почти 27 % — в странах Азиатско-Тихоокеанского рынка (в том числе 8,1 % в Японии и 5,2 % в Китае) и более 22 % — в Европе.

Добыча нефти в мире достигла почти 3,5 млрд т/год. Более 40 % мировой добычи обеспечивается странами ОПЕК, около 25 % — экономически развитыми странами (в том числе 11,4 % — США, 9,8 % — европейскими государствами), 8,6 % — Россией, 9,3 % — станами Южной и Центральной Америки, 4,7 % — Китаем.

Ожидается, что к 2020 г. потребление нефти в мире возрастет, по различным оценкам, в 1,2—1,5 раза (наиболее вероятно — на одну треть). Поскольку собственное потребление нефти в основных добывающих ее странах будет мало увеличиваться, рост спроса на нефть обусловит значительное увеличение импортного спроса на нее, который может возрасти на 50—60 %, т.е. превысит 3,0 млрд т (в настоящее время спрос на нефть составляет порядка 2,0 млрд т). Основной прирост спроса на импорт нефти ожидается в развивающихся странах, где он может возрасти в 2,5—2,8 раза, в то время как импорт нефти развитыми странами возрастет на 30—35 %.

Прогнозируется, что с учетом высокого экономического потенциала добычи нефти основной прирост спроса на нефть будет удовлетворяться странами ОПЕК (до 90 % прироста), в результате чего их доля в мировой торговле нефтью возрастет с 69 до 78—80 %.

В этих условиях объемы возможного экспорта российской нефти и нефтепродуктов обусловливаются возможной минимизацией издержек на добычу нефти, её переработку и транспорт продукции, а также возможными объемами добычи и внутренним спросом на нефтепродукты. Объём российского экспорта нефти и нефтепродуктов в пределах 110…170 млн т не окажет, как и в прошлом, существенного влияния на развитие мирового рынка и на уровень мировых цен на нефть. Кроме того, доля России в международной торговле нефтью и нефтепродуктами снизится с 9 % в настоящее время до 4…5 % к концу рассматриваемого периода.

Возможности стратегического для России маневра в сторону уменьшения в структуре экспорта жидких углеводородов доли сырой нефти с заменой её продуктами нефтепереработки ограничены, из-за жесткой конкуренции в этом сегменте энергетического рынка.

Необходимо учитывать, что большое влияние на экспортные возможности страны и эффективность нефтяного экспорта оказывает, наряду с экономикой нефтяной отрасли, налоговая и таможенная политика государства.

В рассматриваемой перспективе цены на природный газ на европейском и азиатском энергетическом рынках будут изменяться под воздействием различных факторов. С одной стороны, на европейском газовом рынке в среднесрочной перспективе цены на газ по заключенным контрактам частично будут определяться привязкой к цене нефтепродуктов, что стимулирует их повышение в соответствии с принимаемым прогнозом мировых цен на нефть. С другой стороны, программа либерализации рынка газа Европы обеспечивает условия для снижения цен на газ в странах ЕС. В свою очередь, ожидаемый резкий рост спроса на газ в этом регионе, особенно для нужд электроэнергетики, в период после 2010 г. вызовет необходимость привлечения на европейский газовый рынок дополнительных и более дорогих ресурсов из России, Африки и с Ближнего Востока. Кроме того, следует ожидать постепенного отрыва цен на газ от цен на нефть и нефтепродукты как в силу либерализации рынка, так и из-за качественных характеристик этого вида топлива (табл. 12.12).

На перспективу 2010—2020 гг. средняя по Европе цена на газ может прогнозироваться минимально на уровне 93…102 долл. США за 1000 м^3 (в постоянных ценах 1997 г.) и максимально 123…142 долл/1000 м^3. В табл. 12.12 приводится наиболее вероятный диапазон цен.

Поставки российского газа к границам Европы будут осуществляться по ценам несколько ниже крайних границ прогнозируемого диапазона.

Таблица 12.12

Прогноз тенденций мировых цен на природный газ, долл. США 1997 г. за 1000 м^3

Уровень	Годы						
	1990	1998	2000	2005	2010	2015	2020
Западная Европа							
Верхний	100,7	81,1	104,3	108	109	114	123
Нижний	100,7	81,1	102,3	101	101	101	102
Страны АТР							
Верхний	136,5	108,9	127,1	132	136	143	149
Нижний	136,5	108,9	126,2	129	130	132	134

Азиатско-тихоокеанский газовый рынок в настоящее время зависит от поставок сжиженного газа, цена на который индексируется по цене сырой нефти. Цены на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе выше, чем в Европе, примерно на 20 %. Прогнозируемый рост потребности в газовом топливе приведет к быстрому развитию этого энергетического рынка, на котором появятся новые поставщики газа, как сжиженного — с Ближнего Востока и России (Сахалин), так и сетевого — из России и других стран СНГ.

Источники поставок газа для удовлетворения этого импортного спроса будут зависеть от экономической конкурентоспособности поставщиков газа.

В ближайшие 20 лет в мире прогнозируется примерно полуторакратное увеличение спроса на энергетические угли. Природный газ и уголь будут конкурировать за второе место в мировом энергобалансе в зависимости от перспективной конъюнктуры мирового энергетического рынка. Цены на уголь в рассматриваемой перспективе увеличатся незначительно, с 40 долл. за 1 т в настоящее время до 45…47 долл. за 1 т в 2020 г. Крупнейшие мировые потребители угля (Китай, США, Индия и Россия) будут удовлетворять свои потребности в угле за счет собственных ресурсов. На международном угольном рынке будут доминировать поставки дешевого и качественного угля из Австралии, Южной Африки, Индонезии и Венесуэлы. В этих условиях не имеется оснований ожидать существенного роста экспорта угля из России, который, скорее всего, стабилизируется на современном уровне.

Электрическая энергия. Прогнозные оценки показывают, чтоблагодаря удобству использования и технологическим свойствам электрической энергии динамика её потребления в мире будет и впредь опережать темпы роста потребления энергоресурсов в целом. Темпы роста мирового спроса на электроэнергию составят до 3 % в год. Относительные ограничения дальности транспорта электроэнергии и технологические особенности взаимодействия электроэнергетических систем в совокупности с экономическими показателями стоимости экспортируемой электроэнергии сужают возможности ее экспорта из России. Принципиально конъюнктура спроса на электроэнергию позволяет рассматривать возможности ее экспорта из России в Европу, страны СНГ и такие страны АТР, как Китай, Япония, Южная Корея.

Однако реальные возможности и масштабы экспорта электроэнергии должны быть оценены в отраслевом разделе, исходя из его конкурентоспособности, с учетом необходимых крупных инвестиций и мер

технологической совместимости энергосистем России и стран — экспортеров электроэнергии. Наиболее вероятной тенденцией в перспективе станет: процесс обеспечения параллельной работы, объединения и интеграции национальных и региональных электроэнергетических систем на Евразийском пространстве, в котором Россия будет играть важнейшую роль. В целом перспективная мировая энергетическая ситуация дает основание прогнозировать как минимум сохранение или, скорее всего, расширение уровня экспортного спроса на российские энергоресурсы с учетом выхода России на энергетические рынки АТР.

Прогноз развития мировой энергетической ситуации позволяет определить ёмкость рынков экспорта российских энергоресурсов и ценовые условия этого экспорта.

Анализ показывает, что прирост спроса на нефть в Европе на период до 2020 г. составит порядка 180…200 млн т/год по сравнению с 1995 г., а по газу — 165…200 млрд м^3. В тот же период прирост спроса на нефть в Азии составит 820…850 млн т, а по газу — 95…125 млрд м^3.

Прирост спроса на нефть в Европе в перспективе будет определяться необходимостью замещения выбытия нефти Северного моря из баланса этого региона, а в Азии — в основном расширением спроса, что создаст благоприятные условия на этом рынке для российского нефтяного экспорта при условии их конкурентоспособности.

Увеличение спроса на газ в Европе объясняется как падением добычи газа в европейских странах, так и, главным образом, резким увеличением спроса на газ при либерализации рынка. В Азии рост потребности в импорте газа определяется расширением спроса. Несмотря на то что перспективная ёмкость европейского рынка газа почти в 2 раза превышает емкость азиатского рынка, не представляется возможным отдать предпочтение одному из направлений на период до 2020 г. Безусловно, азиатский газовый рынок обещает большие преимущества в отдалённой перспективе, в то время как общая ситуация на европейском газовом рынке по итогам его либерализации и конкурентоспособность российского газа в новых условиях требуют дополнительного анализа и мониторинга.

В целом перспективная мировая энергетическая ситуация дает основание прогнозировать как минимум сохранение или, скорее всего, повышение уровня экспортного спроса на российские энергоресурсы с учетом выхода России на энергетические рынки АТР. Основными видами экспортируемых энергоносителей на всю рассматриваемую

перспективу останутся нефть и природный газ. Мировой энергетический рынок, скорее всего, будет развиваться в направлении, при котором объём спроса на российские энергоносители будет ограничиваться только их конкурентоспособностью.

В то же время Россия располагает всеми возможностями для участия в процессе развития интеграции и объединения энергетических (электроэнергетических, трубопроводных) систем и инфраструктуры транспорта энергоносителей при создании единого Евразийского энергетического пространства.

12.5. Обобщенная характеристика внешних условий развития топливно-энергетического комплекса

Широкий спектр возможных тенденций и гипотез макроэкономических и геополитических условий, которые необходимо учитывать при формировании Энергетической стратегии, показывает, что:

- от того, каков будет дальнейший курс проводимых в стране реформ, существенно зависят и макроэкономические показатели — ВВП и, главное, механизмы взаимоотношения государства и топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Представляется, что наиболее целесообразно ориентироваться на открытую рыночную модель экономики с гибким государственным регулированием ее функционирования;
- роль энергетического сектора в жизни общества может варьироваться от энергодоминирующего экспортно-ориентированного сценария до инвестиционно-активного энергоэффективного сценария при существенном понижении доли ТЭК в структуре промышленного производства. Представляется, что развитие ТЭК должно обеспечить при создании соответствующих правовых и экономических инвестиционных условий переход от моносырьевой специализации к развитию наукоемких ресурсосберегающих производств, от «донорской» и «локомотивной» роли ТЭК к его альянсу со смежными отраслями, ориентированными на выпуск социально значимой и конкурентоспособной продукции;
- топливно-энергетический комплекс, особенно на первом этапе своего развития в XXI веке, за счет своей значимой роли на внутреннем и мировом рынках должен обеспечить инвестиционную привлекательность не только для своего собственного воспроизводства, которое становится все более дорогим, но и для наполнения бюджета развития в целях структурной перестройки экономики;

- учитывая существенную зависимость доходов государства от деятельности ТЭК и, главное, от экспорта ТЭР, в целях обеспечения экономической и энергетической безопасности страны необходимо вести регулярный мониторинг и прогноз конъюнктуры мировых цен на нефть и газ, а затем в целях снижения этой зависимости обеспечить диверсификацию экспорта за счёт выхода на рынок с более наукоемкой продукцией глубокого передела природных ресурсов;
- существенно повышаются экологические требования к функционированию ТЭК, что в сочетании с экономическими факторами делает безальтернативной задачу энергосбережения и повышения эффективности использования ТЭР за счёт новых технологий их добычи, переработки и использования, а также освоения новых видов бестопливных энергоустановок.

12.6. Системно-технологическая основа энергетики будущего

Главной особенностью развития энергетики в XX веке была её интеграция во все более мощные и протяженные энергетические системы. Советский Союз был общепризнанным лидером системной энергетики, создавшим охватывающие большую часть Евро-Азиатского континента и крупнейшие в мире Единую электроэнергетическую систему протяженностью от Японского до Балтийского и Чёрного морей и Единую систему газоснабжения от Западной Сибири до Германии и Италии, а также систему нефте- и продуктопроводов от Восточной Сибири до Чехословакии и Югославии. После 1991 г. размеры этих систем сократились до границ России и их связанность заметно ослабла, но тем не менее они остались технологическим ядром российского топливно-энергетического комплекса.

Быстрое наращивание мощности и территорий действия энергетических систем с объединением их в пределах не только стран, но и целых континентов (Северная Америка, Европа, северная Евразия и др.) вплоть до полной глобализации (как это уже произошло с мировой системой нефтеснабжения) сохранится и в XXI веке как ведущая доминанта развития мировой энергетики. Она дополнится процессами межсистемной интеграции (уже активно идёт, например, сращивание газовых, электроэнергетических и теплоснабжающих систем), создавая все более емкую и разнообразную технологическую среду, облегчающую достижение главных целей научно-технического прогресса

— удешевление энергии для потребителей и смягчение ресурсных и экологических ограничений по ее использованию.

Сама энергетика будет все больше интегрироваться с основными потребителями, все больше встраиваясь в единые технологические цепочки, сориентированные на производство конечного потребительского продукта. Начало этому процессу положено созданием смешанных угольно- и энергометаллургических, газохимических вертикально интегрированных компаний в нефтяном секторе с ориентацией на производство широкой гаммы нефтехимических продуктов. По-видимому, новое развитие получат территориально-производственные комплексы, ядром которых станут энергетические производства, использующие малотранспортабельные, но богатые по запасам местные энергоресурсы (КАТЭК, Ангаро-Енисейский ТПК с ГЭС и др.).

Расширяющаяся системная среда будет благоприятствовать прежде всего традиционным направлениям научно-технического прогресса, таким, как рост единичной мощности энергетических объектов и пропускных способностей связей для удешевления добычи (преобразования) и распределения энергии, расширение используемых в энергетике температур и давлений, концентрация и интенсификация потоков энергии, повышение автоматизации и точности управления энергетическими процессами от горизонтального бурения скважин до обеспечения надежности и оптимизации режимов работы континентальных энергетических систем, использование гигантских объемов информации от горно-геологических характеристик месторождений топлива до характеристик энергооборудования потребителей.

Развитие энергетических систем активно стимулирует также новые, прорывные направления научно-технического прогресса, связанные с коренным совершенствованием технологий использования ядерной энергии твердого топлива, нетрадиционных возобновляемых источников энергии с созданием качественно новой энергетики — сверхпроводящих электрических генераторов, накопителей и устройств передачи электроэнергии, водородной энергетики и топливных элементов, мембранных технологий переработки топлива и т.п.

Одновременно с победным шествием системной энергетики в XX веке набирали силу новые направления научно-технического прогресса, действующего в сторону индивидуализации энергоснабжения как отражение «встроенности» энергетики в производство конечных потребительских продуктов и услуг. Начало этому положила массовая автомобилизация населения сначала США, а затем и других стран, сочетавшаяся с распространением грузовых автомобилей, тракторов и

других мобильных машин и механизмов индивидуального пользования. Теперь уже многие миллионы этих средств распределенной (бессистемной) энергетики удовлетворяют персональные потребности людей в быту и хозяйственной деятельности.

Массовым явлением конца XX века стали миллионы мелких приборов индивидуального пользования (фотоаппараты, видеокамеры, сотовые телефоны и т.п.), работающие на химических элементах или аккумуляторах и обеспечившие благодаря этому большую или меньшую автономность мелких потребителей энергии от больших систем энергетики при максимальной персонификации объемов и режимов энергоиспользования. Каждый человек постепенно обрастает множеством таких мелких и мельчайших источников энергии, обслуживающих потребителей все более независимо от больших систем энергетики. Формируется как бы индивидуальная энергосфера человека, специализированная на обслуживании его образа жизни и хозяйственных интересов. В эту сферу теперь все чаще входят (и обычно берут на себя её организацию) персональные компьютеры. В свою очередь, благодаря аккумуляторам компьютеры все более обособляются от систем централизованного энергоснабжения.

Автономизации потребителей способствует широкое распространение дизельных и газотурбинных установок средней и малой мощности, высокоинтенсивных теплогенераторов и других средств электро- и теплоснабжения отдельных домов и малых предприятий. Если они работают на сетевом газе, то продолжают оставаться элементом газоснабжающих систем. Но уже созданы полностью автоматизированные компактные газотурбинные установки на биомассе (с газификацией отходов лесной промышленности и сельского хозяйства), способные обеспечивать электроэнергией и теплом отдельные дома, фермы, удовлетворяя действительно индивидуальные потребности в быту и бизнесе.

Тенденция к повышению автономности индивидуальных энергоустановок, т.е. к увеличению времени их функционирования вне связи с централизованным энергоснабжением систематически усиливается, и прогресс идет именно в этом направлении. Во многих странах ведутся разработки топливных элементов для прямого преобразования химической энергии топлива (водорода и метана) в электроэнергию, а также разнообразных аккумуляторов электроэнергии, в том числе с использованием эффекта сверхпроводимости. Это обещает создать мощную и экономичную техническую базу для дальнейшей автономизации энергоснабжения с сильным воздействием на характер

расселения людей. Распространение таких индивидуальных энергоустановок в сочетании со спутниковой связью и новейшими информационными технологиями может радикально изменить стиль жизни людей постиндустриального общества, вызывая их отток из крупных городов и более равномерное расселение.

Индивидуализация энергетики обычно ведет к более экономному использованию энергии, но обслуживающая человека суммарная установленная мощность энергоустановок значительно увеличивается. Такой «обмен» большей установленной мощности на меньшее энергопотребление может стать реальной основой более энергоэкономного стиля жизни и стабилизации (если не снижения) энергопотребления (на душу населения).

Индивидуализация энергетики безусловно будет благом для охраны окружающей среды, поскольку здравомыслящий человек постарается, чтобы контролируемые им энергетические процессы минимально портили среду его непосредственного обитания. Кроме того, индивидуальный пользователь будет заботиться о безопасности окружающей его «энергосферы» в соответствии с личными предпочтениями, предъявляя в этом смысле «оптимальные» требования к надежности и защищенности энергооборудования.

С учётом новых тенденций мирового научно-технического прогресса российская энергетика должна дополнить исторически сложившийся приоритет развития суперцентрализованных энергосистем повышенным вниманием к распределенной индивидуальной энергетике с тем, чтобы обеспечить её опережающее развитие. Для страны с самой большой в мире и крайне неравномерно заселенной территорией рывок от архаичных отопительных печей и простейших дизель-генераторов к передовым индивидуальным энергоприборам и установкам позволит радикально выравнять условия энергообеспечения людей, стирая пресловутую «разницу между городом и деревней». Это задача огромного социального и, как уже отмечалось, экологического значения.

Технологическую базу российской энергетики не удастся сменить одним скачком, переход к оптимальному симбиозу системной и распределительной (индивидуальной) энергетики будет происходить поэтапно.

На первом этапе (4—6 лет) из-за острого недостатка инвестиций будет восстанавливаться и посильно модернизироваться порядком запущенная существующая производственная база «большой энергетики». Но уже на этом этапе самодеятельность людей будет направ-

лена (и государственная политика должна содействовать этому) на оснащение освоенными в мире средствами индивидуальной энергетики, а отечественные наукоемкие (особенно конверсионные) производства должны правильно прогнозировать и по возможности удовлетворять этот новый сегмент рынка.

На втором этапе (до 2008—2012 гг.) «большая энергетика» и, что особенно важно, крупные потребители топлива и энергии начнут массовое техническое перевооружение с использованием лучших мировых энергоэффективных технологий, желательно в отечественном исполнении. Готовясь к этому, наше машиностроение должно сохранить и по возможности расширить лидирующие позиции по соотношению «цена — качество» в создании атомных реакторов, электрогенераторов, небольших газовых турбин, некоторых видов горного оборудования, энергоустановок потребителей и т.п.

В этот период с подъемом жизненного уровня населения возникнет массовый спрос на средства индивидуальной энергетики. Отечественная промышленность сможет удовлетворять и, что важнее, стимулировать его реализацией имеющихся научно-технических открытий в создании топливных элементов, новых типов накопителей энергии, малых электро- и теплогенераторов высокой энергетической эффективности с приемлемой ценой и т.п.

В следующее десятилетие российская энергетика постепенно войдет в состав мировых стран-лидеров не только по объёму, но и по эффективности производства, распределения и использования энергоресурсов и, что самое трудное, по качеству обслуживания энергетических потребностей людей с сохранением приемлемой для них среды обитания.

В будущем выбор конкретных направлений развития и принимаемых решений в энергетической сфере будет все больше исходить из общих, согласованных критериев устойчивого развития единой системы «энергетика — экономика — экология (природа)».

При этом повышается роль государства и общества не только при формировании целей развития и образа будущей энергетики, но и при повышении роли, ответственности и обязанности самого человека за это развитие. Все это требует разумного сочетания всех используемых средств: и методов индивидуализации энергоснабжения, и государственного регулирования естественных топливно-энергетических монополий, и формирования необходимых рыночных отношений в энергетической сфере.

Вопросы для повторения

1. Дайте онятие технического уровня.

2. Перечислите основные технико-экономические показатели ТЭС, характеризующие их технический уровень.

3. Назовите основные факторы, снижающие технический уровень отечественной теплоэнергетики.

4. Какие факторы способствуют развитию рынка нефтепродуктов в России?

5. Какое значение для экономики России имеет развитие азиатско-тихоокенского рынка энергетических ресурсов?

6. Назовите наиболее характерные черты технологической базы топливно-энергетического комплекса в XXI веке.

7. Как повлияет на организационную структуру электроэнергетики индивидуализация экономики?

8. Какие факторы наиболее значимы для формирования рынка нефтепродуктов на ближайшие 20 лет?

9. Как повлияет вступление в ВТО на уровень цен на энергоресурсы и тарифов на энергетическую продукцию?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Анализ** работы энергетических блоков мощностью 150…1200 МВт за 2000 г. М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
2. **Виленский П.П., Лившиц В.Н., Смоляк С.А.** Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. М.: Дело, 2001. 832 с.
3. **Гранатуров В.М.** Экономический риск: сущность, методы измерения, пути снижения: Учеб. пособие. — 2-е изд. М.: Изд-во «Дело и Сервис», 2002. 160 с.
4. **Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Молодюк В.В.** Рынок электрической энергии в России: состояние и проблемы развития: Учеб. пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Издательство МЭИ, 2000. 138 с.
5. **Методические** рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000. 421с.
6. **Методические** рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. 2-я ред. Утверждено Мин-вом экономики РФ, Мин-вом финансов РФ, Гос. комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21 июня 1999 г. М.: Экономика, 2000.
7. **Обзор** повреждений теплотехнического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей за 2000 г. М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
8. **Обзор** показателей топливоиспользования тепловых электростанций акционерных обществ энергетики и электрификации и акционерных обществ — тепловых электростанций России за 2000 г. М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
9. **Ремезов А.Н.** Проблемы технического перевооружения и продления ресурса оборудования электростанций // Электр. станции. 1999. № 9. С. 77—79.
10. **Рогалев Н.Д., Федоров В.А., Федоров Е.А.** Экономические и технологические основы энергоэффективного производства электроэнергии и тепла с использованием турбин малой и средней мощности. М.: Издательство МЭИ, 2002. 102 с.
11. **Калинина Е.И.** Сетевые методы планирования и организации комплекса работ. М.: Издательство МЭИ, 1990. 48 с.
12. **Технико-экономический** анализ при проектировании программных средств / А.Г. Зубкова, Е.М. Табачный, Н.В. Пирадова. М.: Издательство МЭИ, 1994. 100 с.
13. **Штромберг Ю.Ю., Понасечкин С.А., Копсов А.Я.** Показатели работы отечественных теплотехнических блоков мощностью 300 МВт // Электр. станции. 2000. № 2. С. 2—4.
14. **Экономика**, организация и планирование теплосилового хозяйства промышленного предприятия: Учеб. для техникумов / А.Н. Златопольский,

С.Л. Прузнер, Е.И. Калинина, Б.С. Ворошилов — 2-е изд., перераб. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.

15. **Самсонов В.С., Вяткин М.А.** Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов / М.: Высш. шк., 2001. 416 с.
16. **Экономика** промышленности: Учеб. пособие для вузов. В 3-х т. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. Общие вопросы экономики и управления / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др.; Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. М.: Издательство МЭИ, 1998. 296 с.
17. **Экономика** промышленности: Учеб. пособие для вузов. В 3-х т. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети / Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинакаева и др.; Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. М.: Издательство МЭИ, 1998. 368 с.
18. **Экономика** промышленности: Учеб. пособие для вузов. В 3-х т. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 3. Промышленная энергетика. Реализация продукции / Н.Н. Кожевников, А.Н. Златопольский, И.С. Бохман и др.; Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. М.: Издательство МЭИ, 1998. 264 с.
19. **Энергетика** в России и в мире: Проблемы и перспективы. М.: МЛИК «Наука / Интерпериодика», 2001. 136 с.

Учебное издание

Рогалёв Николай Дмитриевич, Зубкова Алиса Григорьевна, Мастерова Ирина Валентиновна и др.

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Учебное пособие
для вузов

Редактор *О.М. Горина*
Корректор *В.В. Сомова*
Переплет *А.Ю. Землеруба*
Компьютерная верстка *Л.Н. Тыгиной*

Подписано к печати 16.11.05		Формат 60×84/16
Бумага офсетная	Гарнитура Times	Печать офсетная
Усл. печ. л. 16,7	Усл. кр.-отт. 17,7	Уч.-изд. л. 17,1
Тираж 500 экз.	Заказ	С-028

Издательство МЭИ, 111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 14
Отпечатано в полном соответствии с качеством предоставленных диапозитивов
в ППП «Типография «Наука», 121099, Москва, Шубинский пер., 6